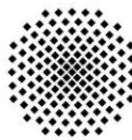




**Deutsches Zentrum
für Luft- und Raumfahrt**
Institut für
Technische Thermodynamik



Universität Stuttgart
Institut für
Energiewirtschaft und
Rationelle Energieanwendung

Materialbilanzen und Auswirkungen von Materialverfügbarkeit auf europäische Energieszenarien unter Berücksichtigung von Importen regelbaren Solarstroms

Masterarbeit

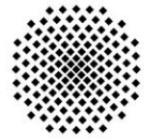
verfasst von
B. Sc. Manuel Wetzel
Matr.-Nr.: 2660972

Studienrichtung: Nachhaltige elektrische Energieversorgung

Datum der Abgabe: 31. März 2016

Prüfer: Prof. Dr.-Ing. K. Hufendiek
Dr. sc. agr. L. Eltrop

Universität Stuttgart



Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung
Prof. Dr.-Ing. K. Hufendiek

Abteilung Systemanalyse und Erneuerbare Energien
Dr. sc. agr. L. Eltrop

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt



Institut für Technische Thermodynamik

Abteilung für Systemanalyse und Technikbewertung

Betreuung durch:
Dipl.-Ing. D. Hess

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	I
Abbildungsverzeichnis	III
Tabellenverzeichnis.....	VII
Abkürzungsverzeichnis.....	XI
Formelverzeichnis	XIII
Disclaimer	XV
Kurzfassung.....	XVII
Abstract.....	XIX
1 Einleitung.....	1
1.1 Zielsetzung der Abschlussarbeit.....	1
1.2 Ziele zur Verminderung von CO ₂ Emissionen.....	2
1.3 Das energiepolitische Zieldreieck	3
1.4 Materialbestände und Materialverfügbarkeit	5
1.4.1 Betrachtete Materialien	5
1.4.2 Versorgungskritische Materialien	6
1.5 Möglichkeiten und Grenzen des Modells.....	8
Offene Fragestellungen	9
2 Methodik und Vorgehensweise.....	11
2.1 Energiesystemmodellierung in REMix	11
2.1.1 Zielfunktion.....	13
2.1.2 Energiebilanz.....	13
2.1.3 Strafkosten.....	14
2.1.4 Investitionskosten (CAPEX).....	14
2.1.5 Betriebskosten (OPEX).....	15
2.2 Technologiespezifische Modellierung.....	15
2.2.1 Konventionelle Kraftwerke	15
2.2.2 Fluktuierende erneuerbare Erzeugung	16
2.2.3 Regelbare erneuerbare Erzeugung	16
2.2.4 Elektrische Energiespeicher	17
2.2.5 Übertragungs- und Verteilnetze	18
2.3 Materialbilanzierung in REMix.....	19
2.4 Erweiterung der Materialdatenbasis	20
2.4.1 Netztechnologien.....	20

2.4.2	Solarthermische Kraftwerke	23
2.4.3	Windenergie.....	24
2.4.4	Photovoltaik.....	24
2.4.5	Power-to-Gas-to-Power (P2G2P).....	25
	Offene Fragestellungen	26
3	Szenarien	27
3.1	Szenarienrahmen.....	27
3.2	Parametervariationen	28
3.3	Abschätzung der Investitionskosten	29
3.4	Abschätzung der Materialverfügbarkeit	30
3.4.1	Literaturwerte	30
3.4.2	Abschätzung auf Basis der Szenarienpfade.....	32
3.4.3	Angenommene Verfügbarkeiten für die Materialrestriktionen	38
3.5	Auswirkungen der angenommenen Werte auf globaler Ebene.....	40
	Offene Fragestellungen	41
4	Ergebnisse	43
4.1	Freie Kostenoptimierung	43
4.2	Kostenoptimierung unter geringen Materialrestriktionen.....	50
4.3	Kostenoptimierung unter hohen Materialrestriktionen	54
4.4	Regionale Effekte.....	58
	Offene Fragestellungen	59
5	Fazit und Ausblick	61
	Literaturverzeichnis	63
A	Modellparameter	69
	Netztechnologien	69
	Regelbare erneuerbare Energien	70
	Fluktuierende erneuerbare Energien	72
	Elektrische Energiespeicher.....	73
	Konventionelle Kraftwerke.....	75
	Elektrizitätsbedarf.....	76
B	Investitionskostenabschätzung.....	77
C	Simulationsergebnisse.....	79
	Erklärung	99

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Schematische Darstellung des energiepolitischen Zieldreiecks (BMW 2014)	3
Abbildung 2-1: Schematische Darstellung der REMix Simulationsumgebung (Gils 2015)	11
Abbildung 2-2: Schematische Darstellung der HVDC Leitungen für den Import von Strom aus solarthermischen Kraftwerken in Nordafrika nach May (2005), Hess (2013)	22
Abbildung 3-1: Schematische Darstellung der in den Modellknoten aggregierten Ländern	27
Abbildung 3-2: Aluminiumbestände in der freien kostenoptimierten Simulation für 2050 in Abhängigkeit der CSP Importe und der verwendeten Netztechnologie	33
Abbildung 3-3: Kupferbestände in der freien kostenoptimierten Simulation für 2050 in Abhängigkeit der CSP Importe und der verwendeten Netztechnologie	33
Abbildung 3-4: Installierte Erzeugungs- und Speicherkapazitäten im Jahr 2050 unter Optimierung des Aluminiumbestands bei Freileitungen und des Kupferbestands bei Erdkabeln	36
Abbildung 3-5: Energieerzeugung im Jahr 2050 unter Optimierung des Aluminiumbestands bei Freileitungen und des Kupferbestands bei Erdkabeln	36
Abbildung 3-6: Minimaler Materialbestand im Jahr 2050 unter Optimierung des Aluminiumbestands bei Freileitungen und des Kupferbestands bei Erdkabeln	37
Abbildung 4-1: Entwicklung der installierten Kraftwerkskapazitäten über den Betrachtungszeitraum unter Annahme niedriger Investitionskosten	43
Abbildung 4-2: Entwicklung der installierten Kraftwerkskapazitäten über den Betrachtungszeitraum unter Annahme hoher Investitionskosten	44
Abbildung 4-3: Entwicklung der bereitgestellten Energiemengen über den Betrachtungszeitraum unter Annahme niedriger Investitionskosten	45
Abbildung 4-4: Entwicklung der bereitgestellten Energiemengen über den Betrachtungszeitraum unter Annahme hoher Investitionskosten	45
Abbildung 4-5: Installierte Leistungskilometer in der freien Kostenoptimierung für die Jahre 2040 und 2050 unter Annahme niedriger und hoher Investitionskosten	46
Abbildung 4-6: Abregelung der fluktuierenden Energieträger in der freien Kostenoptimierung für die Jahre 2040 und 2050.....	47

Abbildung 4-7: Entwicklung des gesamten Materialbestands über den Betrachtungszeitraum unter Annahme niedriger Investitionskosten und hoher Materialintensitäten.....	47
Abbildung 4-8: Entwicklung des gesamten Materialbestands über den Betrachtungszeitraum unter Annahme hoher Investitionskosten und niedriger Materialintensitäten	48
Abbildung 4-9: Entwicklung der Technologiemarktbestände über den Betrachtungszeitraum unter Annahme hoher Investitionskosten und niedriger Materialintensitäten	49
Abbildung 4-10: Entwicklung der Technologiemarktbestände über den Betrachtungszeitraum unter Annahme niedriger Investitionskosten und hoher Materialintensitäten.....	49
Abbildung 4-11: Entwicklung der Technologiemarktbestände unter Annahme geringer Restriktionen, niedriger Investitionskosten sowie hoher Materialintensitäten.....	50
Abbildung 4-12: Entwicklung der Technologiemarktbestände unter Annahme geringen Restriktionen, hoher Investitionskosten sowie niedriger Materialintensitäten.....	51
Abbildung 4-13: Änderung der installierten Leistungen für geringe Materialrestriktionen gegenüber der freien Kostenoptimierung für hohe Materialintensitäten	51
Abbildung 4-14: Änderung der bereitgestellten Energiemengen für geringe Materialrestriktionen gegenüber der freien Kostenoptimierung für hohe Materialintensitäten	52
Abbildung 4-15: Änderung der installierten Leistungskilometer für geringe Materialrestriktionen gegenüber der freien Kostenoptimierung für hohe Materialintensitäten	53
Abbildung 4-16: Änderung der abgeregelten Energiemengen für geringe Materialrestriktionen gegenüber der freien Kostenoptimierung für hohe Materialintensitäten	53
Abbildung 4-17: Entwicklung der Technologiemarktbestände unter Annahme hoher Restriktionen, hoher Investitionskosten sowie niedriger Materialintensitäten.....	54
Abbildung 4-18: Entwicklung der Technologiemarktbestände unter Annahme hoher Restriktionen, niedriger Investitionskosten sowie hohen Materialintensitäten.....	55
Abbildung 4-19: Änderung der installierten Leistungen für hohe Materialrestriktionen gegenüber der freien Kostenoptimierung für hohe Materialintensitäten	56
Abbildung 4-20: Änderung der bereitgestellten Energie für hohe Materialrestriktionen gegenüber der freien Kostenoptimierung für hohe Materialintensitäten	56

Abbildung 4-21: Änderung der installierten Leistungskilometer für hohe Materialrestriktionen gegenüber der freien Kostenoptimierung für hohe Materialintensitäten.....	57
Abbildung 4-22: Änderung der abgeregelten Energiemenge für hohe Materialrestriktionen gegenüber der freien Kostenoptimierung für hohe Materialintensitäten.....	57
Abbildung 4-23: Regionale Aufteilung der bereitgestellten Energiemengen und Energiebedarf für Erdkabel mit CSP Importen bei hohen Kosten und niedrigen Materialintensitäten	58
Abbildung 4-24: Regionale Aufteilung der bereitgestellten Energiemengen und Energiebedarf für Freileitungen bei niedrigen Kosten und hohen Materialintensitäten	59

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Angenommene Werte für den spezifischen Materialbestand für HVDC Leitungen.....	21
Tabelle 2-2:	Angenommene Werte für den spezifischen Materialbestand für Übertragungs- und Verteilnetze.....	23
Tabelle 2-3:	Angenommene Werte für den spezifischen Materialbestand der CSP Kraftwerke	23
Tabelle 2-4:	Angenommene spezifische Materials Spannweiten für Windenergieanlagen	24
Tabelle 2-5:	Angenommene spezifische Materials Spannweiten für die Anlagentechnik von PV	25
Tabelle 2-6:	Angenommene spezifische Materials Spannweite für PV Module einschließlich BOS	25
Tabelle 2-7:	Angenommener spezifischer Materialbestand für P2G2P Systeme	26
Tabelle 3-1:	Rahmendaten zur Bevölkerung und erlaubte CO ₂ Emissionen im Betrachtungs-gebiet für den betrachteten Zeitraum von 2020 bis 2050 nach Rogelj et al. (2015).....	28
Tabelle 3-2:	Erwartetes Jahr der maximalen Förderung von Metallen (Sverdrup et al. 2015b)	31
Tabelle 3-3:	Pro Kopf Metallbestände nach UNEP (2010).....	31
Tabelle 3-4:	Berechnete globale Metallbestände nach UNEP (2010) gegenüber der globalen kumulierten Primärproduktion nach USGS (2014)	32
Tabelle 3-5:	Absolute minimale und maximale Aluminiumbestände der Kostenoptimierung für den Betrachtungszeitraum und Veränderung der pro Kopf Bestände	34
Tabelle 3-6:	Absolute minimale und maximale Kupferbestände der Kostenoptimierung für den Betrachtungszeitraum und Veränderung der pro Kopf Bestände	34
Tabelle 3-7:	Absolute minimale und maximale Platinbestände der Kostenoptimierung für den Betrachtungszeitraum und Veränderung der pro Kopf Bestände	35
Tabelle 3-8:	Absolute minimale und maximale Silberbestände der Kostenoptimierung für den Betrachtungszeitraum und Veränderung der pro Kopf Bestände	35
Tabelle 3-9:	Absolute minimale und maximale Aluminiumbestände der Materialoptimierung für den Betrachtungszeitraum und Veränderung der pro Kopf Bestände	38

Tabelle 3-10:	Absolute minimale und maximale Kupferbestände der Materialoptimierung für den Betrachtungszeitraum und Veränderung der pro Kopf Bestände.....	38
Tabelle 3-11:	Angenommene verfügbare Materialbestände an Aluminium und Kupfer für die Kostenoptimierung unter geringen Restriktionen	39
Tabelle 3-12:	Angenommene verfügbare Materialbestände an Aluminium, Kupfer, Platin und Silber für die Kostenoptimierung unter hohen Restriktionen	39
Tabelle 3-13:	Produktionsjahre für die Bereitstellung der global benötigten Materialmengen unter Annahme der Metallprimärproduktion 2013	40
Tabelle 3-14:	Anteil der global benötigten Materialmengen an den globalen Reserven	40
Tabelle 3-15:	Anteil der global benötigten Materialmengen an den globalen Ressourcen	41
Tabelle A-1:	Technische Parameter für Übertragungs- und Verteilnetze (Hess 2016).....	69
Tabelle A-2:	Kosten für Übertragungs- und Verteilnetze (Hess 2016).....	69
Tabelle A-3:	Technische Parameter für Gleichstromübertragungsleitungen (Nitsch et al. 2011).....	70
Tabelle A-4:	Kosten für Gleichstromübertragungsleitungen (Nitsch et al. 2011)	70
Tabelle A-5:	Technische Parameter und Kosten für Biomasse und Geothermie (Anhang B).....	70
Tabelle A-6:	Materialbedarf für Biomasse und Geothermie (Wetzel 2015).....	71
Tabelle A-7:	Technische Parameter für solarthermische Kraftwerke	71
Tabelle A-8:	Kosten für solarthermische Kraftwerke (Viebahn et al. 2008; Greenpeace 2009).....	71
Tabelle A-9:	Kosten für CSP Punkt-zu-Punkt Übertragung (Trieb et al. 2012; Hess 2013).....	71
Tabelle A-10:	Technische Parameter für CSP Punkt-zu-Punkt Übertragung	72
Tabelle A-11:	Technische Parameter und Kosten für fluktuierende erneuerbare Energien (Anhang B; NREL 2016)	72
Tabelle A-12:	Materialbedarf für Laufwasserkraft (Wetzel 2015)	73
Tabelle A-13:	Technische Parameter für elektrische Energiespeicher (DLR interne Datenblätter basierend auf Grünwald et al. 2012; Adamek et al. 2012; BWMi 2012; efzn 2013; Chen et al. 2009; Connolly 2009; Droste-Franke et al. 2012).....	73

Tabelle A-14:	Kosten für elektrische Energiespeicher (DLR interne Datenblätter basierend auf Grünwald et al. 2012; Adamek et al. 2012; BMWi 2012; efzn 2013; Chen et al. 2009; Connolly 2009; Droste-Franke et al. 2012)	74
Tabelle A-15:	Materialbedarf für elektrische Energiespeicher (Wetzel 2015)	74
Tabelle A-16:	Technische Parameter und Kosten für konventionelle Kraftwerke (Nitsch et al. 2011; Schröder et al. 2013; Garcia Teruel 2015; Luca de Tena 2014)	75
Tabelle A-17:	Materialbedarf für konventionelle Kraftwerke (Wetzel 2015)	75
Tabelle A-18:	Brennstoffspezifische CO ₂ Emissionen	76
Tabelle A-19:	Kosten für Brennstoffe und CO ₂ Emissionszertifikate (Nitsch und Pregar 2011; Nitsch et al. 2011)	76
Tabelle A-20:	Elektrizitätsbedarf nach Modellknoten und Jahren (Garcia Teruel 2015)	76
Tabelle B-1:	Kumulierte installierte Leistungen und angenommene Investitionskosten für Photovoltaik unter niedrigen und hohen Investitionskosten	77
Tabelle B-2:	Kumulierte installierte Leistungen und angenommene Investitionskosten für Onshore Windenergie unter niedrigen und hohen Investitionskosten	77
Tabelle B-3:	Kumulierte installierte Leistungen und angenommene Investitionskosten für Onshore Windenergie unter niedrigen und hohen Investitionskosten	78
Tabelle B-4:	Kumulierte installierte Leistungen und angenommene Investitionskosten für Biomasse unter niedrigen und hohen Investitionskosten	78
Tabelle B-5:	Kumulierte installierte Leistungen und angenommene Investitionskosten für Geothermie unter niedrigen und hohen Investitionskosten	78

Abkürzungsverzeichnis

AC	Wechselstrom (alternating current)
BOS	Anlagentechnik (balance of system)
CAPEX	Investitionskosten (capital expenditures)
CCS	Carbon Capture and Storage
CSP	Concentrated Solar Power
CSP	Konzentrierende Solarthermie (concentrated solar power)
DC	Gleichstrom (direct current)
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
EU	Europäische Union
GAMS	General Algebraic Model Solver
HVDC	Hochspannungsgleichstrom (high voltage direct current)
LDC	Weniger entwickelte Länder (less developed countries)
MDC	Weiter entwickelte Länder (more developed countries)
OL	Freileitungen (overhead lines)
OPEX	Betriebskosten (operational expenditures)
P2G2P	Power-to-Gas-to-Power
PV	Photovoltaik
REMix	Renewable Energy Mix
SM	Solar Multiple
UC	Erdkabel (underground cables)
URR	Vollständig abbaubare Ressourcen (ultimately recoverable resources)
USGS	United States Geological Survey
WMD	World Mining Data

Formelverzeichnis

Variablen

C	Kosten
c	Spezifische Kosten
P	Leistung
E	Energie
M	Materialmenge
m	Spezifischer Materialbedarf
t	Zeit
η	Wirkungsgrad
ts	Normierte Zeitreihe

Obere Indizes

$Tech$	Technologieabhängig
$Node$	Modellknotenabhängig
t	Zeitabhängig (Stunde des Simulationsjahres)
f	Faktor

Untere Indizes

$Slack$	Slackvariable
$Verbrauch$	Verbrauchsvariable
$Erzeugung$	Erzeugungsvariable
$Import$	Importe aus anderen Modellknoten
$Export$	Exporte in andere Modellknoten
$Bestand$	Bereits im Bestand befindliche Kapazität
$Zubau$	Zubauoptimierte Kapazität
$Amor$	Amortisationszeit
$Leben$	Technische Lebensdauer

<i>OMVar</i>	Variable Betriebskosten
<i>OMFix</i>	Fixe Betriebskosten
<i>Emission</i>	Emissionsfaktor
<i>Zertifikate</i>	Zertifikatskosten
<i>Brennstoff</i>	Brennstoffkosten
<i>Beladung</i>	Speicherbeladung
<i>Entladung</i>	Speicherentladung
<i>Umwandlung</i>	Umwandlungswirkungsgrad
<i>Therm.Pot.</i>	Thermisches Energiepotential

Disclaimer

Geldwerte

Alle in der Arbeit verwendeten Geldwerte beziehen sich auf €₂₀₁₅ sofern keine anderen Angaben gemacht werden. Die Umrechnungen erfolgt auf Basis der jährlich gemittelten Inflation für Gesamteuropa sowie auf den jährlich gemittelten Wechselkursen zwischen den Dollar- und Eurowerten der jeweiligen Jahre.

Prognosen

Prognosen sind Vorhersagen über zukünftige Situationen auf der Basis empirischer Beobachtung der Vergangenheit und daraus abgeleiteter theoretischer Modell. Diese Modelle verknüpfen historische Daten um quantitative Prognosewerte ermitteln zu können. Dabei kommen typischerweise Zeitreihenanalysen zur Ermittlung historischer Trends, oder ökonometrische Modelle zum Einsatz.

Szenarien

Szenarien sind eine Methode um mögliche zukünftige Entwicklungen auf Basis von Entscheidungsprozessen abzubilden. Dabei haben Szenarien gegenüber Prognosen nicht den Anspruch die Zukunft möglichst genau vorherzusagen, sondern geben einen in sich schlüssigen Handlungsrahmen vor, innerhalb dem eine Vielzahl an unterschiedlichen Entwicklungen aufgezeigt werden kann. Die Ergebnisse von Szenarien hängen dabei stark von den angenommenen Rahmenbedingungen sowie den Entwicklungspfaden ab.

Simulationen (nach VDI 3633)

Unter Simulationen wird die Nachbildung dynamischer Prozesse in einem System verstanden. Dieses Modell ermöglicht es zu Erkenntnissen zu gelangen, die auf die Realität übertragbar sind. Die Ergebnisse einer Simulation hängen dabei stark von den Eingangsdaten ab, welche mit Parameterunsicherheiten behaftet sind.

Kurzfassung

Materialbilanzen und Auswirkungen von Materialverfügbarkeit auf europäische Energieszenarien unter Berücksichtigung von Importen regelbaren Solarstroms

Um das 1,5 bis 2 °C Ziel für die maximal zulässige Erwärmung der globalen Oberflächentemperatur zu erreichen müssen global CO₂ Emissionen im Stromsektor bis zum Jahr 2050 vollständig vermieden werden (Rogelj et al. 2015). Neben dem politischen und gesellschaftlichen Willen erfordert diese Umstellung auf ein von erneuerbaren Energien geprägtem System in technischer Hinsicht auch den Einsatz größerer Bestandsmengen an Technologiematerialien, wie Kupfer, Aluminium, Silber und Platin. Dies kann auf globaler Ebene durch den Ausbau erneuerbarer Energien und Rohstoffkonflikte mit anderen Sektoren zu Engpässen hinsichtlich der verfügbaren Materialbestände führen. Daher muss eine Bilanzierung dieser nicht-energetisch genutzten Rohstoffe bereits bei der Modellierung von Energiesystemen berücksichtigt werden. Anhand des Energiesystemoptimierungsmodells REMix des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt erfolgen die Implementierung der Materialbilanzierung und die Anwendung des Modells auf europäische Energieszenarien. Über eine Vielzahl an Szenarien hinsichtlich der verwendeten Stromnetzstrukturen, der Berücksichtigung von Importen von Strom aus solarthermischen Kraftwerken in Nordafrika sowie der verfügbaren Materialbestände werden die Auswirkungen von Materiallimitierungen aufgezeigt. Dabei zeigt sich bei steigenden Restriktionen eine Verringerung der Diversität an Technologien durch starke Verschiebungen von Photovoltaik zu Offshore Windenergie und Biomasse. Ebenfalls kommt es zu einem deutlich geringeren Ausbau der Übertragungskapazitäten zwischen den Ländern des Betrachtungsgebiets. Während die CSP Importe, neben regionaler CSP, vor allem bei Freileitungen einen Beitrag zur kostengünstig Stromerzeugung leisten, werden die installierten Leistungen bei hohen Restriktionen durch regionale CSP ersetzt. Die Ergebnisse der Simulationen zeigen darüber hinaus, dass deutliche Reduktionen der Materialbestände möglich sind. Betrachtungen der Materialbestände werden zukünftig neben weiteren Aspekten, wie Flächenverbrauch und gesellschaftlicher Akzeptanz, einen wichtigen Bestandteil der Energiesystemmodellierung darstellen.

Abstract

Material balances and impacts of material availability on European energy scenarios under consideration of variable solar power imports

In order to achieve the 1.5 °C goal and stay below the acceptable rise of global surface warming CO₂ emissions from generation of electrical energy have to be mitigated completely until 2050. Alongside from political and social willingness the transformation towards a renewable energies based system requires the utilisation of larger stocks of technology materials like copper, aluminium, silver and platinum. On a global scale this may lead to bottlenecks in available material stocks due to development of renewable energies or material conflicts of interest with other industries. Therefore the balancing of resources for non-energy purposes has to be already considered in the modelling phase of energy systems. By utilising the energy system optimisation model REMix developed by the German Aerospace Center the balancing of materials is implemented and applied to European energy scenarios. The impacts of material restrictions are shown using different scenario variations regarding the technology of grid infrastructure, imports of electricity from concentrated solar power plants and available material stocks. The results show a reduction in technology diversity due to shifts from photovoltaics to offshore wind power and biomass power plants. Furthermore, in the study area less transmissions capacities are being installed between countries. Especially in the variations including overhead lines imports of CSP contributes to a low cost generation of electricity. However high material restrictions causes a partial shift from CSP imports to regional CSP. The results from the simulation show that large reductions of material stocks in the electricity system are possible. In the future assessment of material stocks will be an integral part of energy system modelling among other aspects like land usage or social acceptance.

1 Einleitung

Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich mit Materialfragen im elektrischen Energiesystem. Dabei stehen insbesondere die Identifizierung von Materialien die für die Erzeugung und Bereitstellung elektrischer Energie systemrelevant sind, sowie deren Bilanzierung im Vordergrund. In einem weiteren Schritt werden Auswirkungen der Materialverfügbarkeit auf das elektrische Energiesystem aufgezeigt. Dies geschieht im Rahmen dieser Arbeit in einem Modell mittels linearer Programmierung anhand unterschiedlicher Szenarien für das europäische Energiesystem im Zeitraum von 2020 bis 2050. Der beschleunigte Ausbau erneuerbarer Energien mit dem Ziel bis zum Jahre 2050 ein CO₂ neutrales elektrisches Energiesystem zu schaffen, kann dabei zu großen Herausforderungen insbesondere im Bereich der Materialbestände führen.

1.1 Zielsetzung der Abschlussarbeit

Die grundlegende Vorgehensweise für die Bilanzierung der Materialsummen und die Betrachtung der Auswirkungen von Materialverfügbarkeit auf das System lässt sich in folgenden Schritten zusammenfassen:

- **Verbesserung sowie Erweiterung der Datenbasis zu spezifischem Materialbedarf:** Aufbauend auf die Datenbasis von meiner vorausgegangen Studienarbeit (Wetzel 2015) wird ein Großteil des recherchierten technologie-spezifischen Materialbedarfs im Rahmen dieser Arbeit weiterverwendet. Aufgrund des veränderten Betrachtungsgebiets sowie unterschiedlicher Technologien müssen weitere spezifische Werte für den Materialbedarf, insbesondere für die betrachteten Netztechnologien, abgeschätzt werden. Diese Materialinventare sind die Eingangsdaten für die spätere Modellierung der Materialbilanzen.
- **Integration der Materialbilanzierung in REMix:** Um das Energiesystem auf Basis minimaler Kosten sowie Betrachtungen hinsichtlich der Auswirkungen der Materialverfügbarkeit zu ermöglichen, erfolgt die Integration der Materialbilanzierung in das Energiesystemmodell REMix des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR). Dies ermöglicht die Ausgabe der Materialbilanzen in kostenoptimierten sowie materialoptimierten Szenarien. In einem weiteren Schritt erfolgt neben der Bilanzierung der Materialien die Implementierung von Materialrestriktionen auf Basis der Materialflüsse und -bestände. Unter Verwendung dieser Restriktionen lassen sich die Auswirkungen von begrenzter Materialverfügbarkeit auf die Szenarienpfade des Betrachtungszeitraums zeigen.

- **Abschätzung der verfügbaren Materialmengen:** Für die Modellierung der Auswirkung der Materialverfügbarkeit müssen die Mengen der begrenzten Materialien abgeschätzt werden. Im Rahmen dessen wird in der Literatur auf Prognosen zukünftig verfügbarer Materialmengen sowie Abschätzungen auf Basis von pro Kopf Metallbeständen eingegangen. Da sich die Limitationen für die Simulationen nach Beständen in einem kostenoptimalen System sowie der minimal möglichen Materialmengen richten müssen, dienen diese als Orientierung für die Restriktionen.
- **Fallstudie auf Basis verschiedener Szenarien für Europa:** Auf Basis der zuvor erfolgten Schritte der Datenerhebung von technologiespezifischen Materialinventaren, verfügbaren Materialienmengen der als systemrelevant erachteten Gruppe der Technologiemetalle sowie der Implementierung in die Modellierungsumgebung REMix kann anhand einer Fallstudie die Auswirkung von Materialverfügbarkeit gezeigt werden. In diesem Schritt werden freie kostenoptimierte Szenarienpfade mit kostenoptimierten Szenarienpfaden unter Materialrestriktionen verglichen um Veränderungen hinsichtlich der installierten Kapazitäten, bereitgestellten Energiemengen sowie Effekte der Stromnetze aufzuzeigen.

1.2 Ziele zur Verminderung von CO₂ Emissionen

Wissenschaftliche Zielsetzung

In den Berichten des zwischenstaatlichen Ausschusses über Klimaveränderung (IPCC 2012) wird in regelmäßigen Abständen der wissenschaftliche Stand der Klimaforschung veröffentlicht. Daraus geht hervor, dass die überdurchschnittliche Erwärmung der Oberflächentemperatur der Erde auf anthropogene Treibhausgasemissionen durch Wachstum der Wirtschaft und der Bevölkerung zurückzuführen ist. Problematisch ist dabei insbesondere die kumulierte Menge an Treibhausgasen welche mittel- und langfristig die Wahrscheinlichkeit von irreversiblen Auswirkungen auf Mensch und Umwelt steigert. (Rogelj et al. 2011). Zur Begrenzung der damit verbundenen negativen Auswirkungen müssen auf globaler Ebene Anstrengungen zur langfristigen Begrenzung von CO₂ Emissionen unternommen werden mit dem Ziel der vollständigen Vermeidung von CO₂ Emissionen im Jahr 2050 (Rogelj et al. 2015).

Rogelj et al. (2011) sehen die Probleme der aktuellen politischen Zielsetzung insbesondere in der Festlegung auf Limitierungen der maximal zulässigen Temperaturerhöhung gegenüber der Erreichung von Zielen hinsichtlich der Reduktion von CO₂ Emissionen.

Politische Zielsetzung

Auf deutscher Ebene werden die Ziele hinsichtlich der Reduktion von Treibhausgasemissionen für die Elektrizitätswirtschaft im zweiten Monitoring Bericht zum Stand der Energiewende (BMWi 2014) in den folgenden Punkten zusammengefasst:

- Reduktion der Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um 80 bis 95 % gegenüber den Treibhausgasemissionen des Jahres 1990
- Ausstieg aus der Nutzung von Kernenergie bis zum Jahr 2022
- Stetiger Ausbau erneuerbarer Energien mit 60 % Anteil am Bruttoendenergieverbrauch sowie 80 % am Bruttostromverbrauch im Jahr 2050
- Senkung des Primärenergieverbrauchs um 20 % bis zum Jahr 2020 sowie um 50 % bis zum Jahr 2050

Besonders hervorgehoben werden weiterhin die Punkte der Energieeffizienzmaßnahmen die im weiteren Verlauf der Energiewende gesteigert werden sollen, sowie eine kosteneffizientere Steuerung des Ausbaus erneuerbarer Energien.

1.3 Das energiepolitische Zieldreieck

Das Energiepolitische Zieldreieck, schematisch in Abbildung 1-1 dargestellt, gibt die grundlegenden drei Ziele vor, die für die Entwicklung des deutschen Energiesystems eine maßgebende Rolle spielen.



Abbildung 1-1: Schematische Darstellung des energiepolitischen Zieldreiecks (BMWi 2014)

Anhand der drei verschiedenen Dimensionen des Energiepolitischen Zieldreiecks lassen sich die Auswirkungen von Materialien auf das Energiesystem sowie die Wechselwirkungen mit den Dimensionen darstellen:

- **Versorgungssicherheit:** Grundlegendes Ziel der Versorgungssicherheit ist die Bereitstellung von gesicherter Energie für jeden Verbraucher zu jedem Zeitpunkt. Dabei wird vor allem zukünftig der Bedarf an Systemflexibilität sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite eine große Rolle spielen. Die deutlich gestiegene Anzahl der Netzeingriffe durch die Übertragungsnetzbetreiber aufgrund von Netzengpässen, unter anderem durch steigende Anteile fluktuierender Energieträger, wird zu zusätzlichem Netzausbau führen. In der Studie des BMWi (2014) wird ebenfalls hervorgehoben, dass die Sicherheit der Energieversorgung einen wesentlichen Aspekt für die gesellschaftliche Akzeptanz der Energiewende darstellt. Während in der aktuellen Fassung ebenfalls auf die Importe sowie die Importabhängigkeit von Energierohstoffen eingegangen wird, kann zukünftig ebenfalls die Importabhängigkeit von nicht-energetisch genutzten Rohstoffen, wie die für ein nachhaltiges Energiesystem notwendigen Metalle, ein wichtiger Schritt zur Versorgungssicherheit sein.
- **Wirtschaftlichkeit:** Die Wirtschaftlichkeit des Energiesystems zeichnet sich nach BMWi (2014) in erster Linie durch die internationale Wettbewerbsfähigkeit für energieintensive Unternehmen sowie durch bezahlbare Preise für Haushalte aus. Daher muss aus finanzieller Sicht zwischen den kurzfristig hohen Investitionen und den mittel bis langfristigen günstigeren Investitionskosten für erneuerbarer Energien sowie der Entkopplung von den Preistendenzen auf internationalen Rohstoffmärkten abgewogen werden. Der Umstieg auf erneuerbare Energieträger führt jedoch zu einer Verschiebung von energetisch genutzten Rohstoffen zu höheren Materialbeständen bezogen auf die installierte Leistung. In Abhängigkeit der Preise für diese nicht-energetisch genutzten Rohstoffe auf internationalen Märkten kann es damit auch zu gegenläufigen Effekten, wie einem Anteigen der Investitionskosten kommen. Eine mögliche Konsequenz sind höhere Systemkosten für ein aus heutiger Sicht kostenoptimales System im Vergleich zu einem System in dem die installierten nicht-energetischen Rohstoffe effizienter eingesetzt werden.
- **Umweltverträglichkeit:** Derzeitiges Kernziel der Bundesrepublik Deutschland hinsichtlich der Umweltverträglichkeit ist die Reduktion der Treibhausgase von denen mehr als 80 % durch Energiebereitstellung verursacht werden. Weitere Ziele sind die Reduktion der energiebedingten Flächeninanspruchnahme und die effektivere Nutzung endlicher Ressourcen. Die Studie des BMWi (2014) erkennt darüber hinaus den derzeitigen Stand der weltweiten Klimaforschung an, sowie das Ziel der Begrenzung des Anstiegs der globalen Oberflächentemperatur auf unter 2 °C.

In allen drei Dimensionen zeigt sich die Notwendigkeit ebenfalls die Inanspruchnahme von nicht-energetischen Ressourcen durch das elektrische Energiesystem weiter zu untersuchen. Einerseits ist die Verfügbarkeit von begrenzten Ressourcen in der Umweltverträglichkeit verankert, auf der anderen Seite zeigen sich jedoch auch die möglichen starken Auswirkungen auf die zwei anderen Aspekte der Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit.

1.4 Materialbestände und Materialverfügbarkeit

Im Rahmen der Arbeit werden Materialien auf Basis der installierten Materialbestände im elektrischen Energiesystem betrachtet. Dies entspricht einer Momentaufnahme des elektrischen Energiesystems und aller darin enthaltenen Materialien. Unter Annahme von hohen Recyclingraten und Vernachlässigung dissipativer Verluste für die im System betrachteten Metalle, kann davon ausgegangen werden, dass bei gleichen Rahmenbedingungen sich die Materialbestände in einem gegebenen System nicht ändern. Änderungen an den eingesetzten Technologien und damit den Materialbeständen treten dann auf, wenn modellexogen Vorgaben wie steigender Elektrizitätsbedarf, Emissionslimits für CO₂ oder Veränderungen an den Investitionskosten vorgegeben werden. Die verfügbaren Materialien in einem elektrischen Energiesystem lassen sich so als kumulierte Summe der Materialflüsse in das System auffassen.

1.4.1 Betrachtete Materialien

Für die Klassifizierung der betrachteten Materialien wird eine modifizierte Einteilung der Gruppen nach Wetzlar (2015) angewendet. Dabei werden die in elektrischen Energiesystemen verwendeten Materialien in die Kategorien Mengenmaterialien, Technologiematerialien sowie Spezialmaterialien aufgeteilt:

- **Mengenmaterialien:** Mengenmaterialien bilden den Großteil der in einem Energiesystem verbauten Materialien und sind in der Regel für die Struktur der Gebäude notwendig. Diese Materialien zeichnen sich durch die breite Verwendung auch in anderen Sektoren aus. Darunter zählen insbesondere Materialien wie Beton sowie Zement, als auch Stahl und Eisen. Hinsichtlich der Verfügbarkeit dieser Materialien sind keine Engpässe zu erwarten, ebenfalls lassen sich diese Materialien gegebenenfalls substituieren, da sie nicht für die Funktion der Technologien relevant sind.

- **Technologiematerialien:** Technologiematerialien sind essentiell für die technische Funktionsweise der Technologien. Die Notwendigkeit der Verwendung dieser Materialien basiert dabei auf deren physikalischen Eigenschaften, was auf eine erhöhte Schwierigkeit bei der Substitution dieser Materialien schließen lässt.
- **Spezialmaterialien:** Spezialmaterialien ermöglichen eine Verbesserung der Leistungsfähigkeit von Technologien durch den Einsatz von Materialien mit speziellen physikalischen Eigenschaften. Ein typisches Beispiel hierfür sind die Eisen-Neodym-Bor Magnete in Synchrongeneratoren, die sich durch eine deutlich höhere magnetische Flussdichte als andere Permanentmagnete auszeichnen. Alle Stromerzeugungs-technologien in denen Spezialmaterialien verwendet werden können jedoch als Subtechnologien aufgefasst werden, deren Einsatz nicht zwingen notwendig ist.

Aufgrund der in Rahmen dieser Arbeit betrachteten Systemgrenzen wird Aluminium, welches in der vorausgegangen Arbeit (Wetzel 2015) als Mengenmaterial betrachtet wurde, zu den Technologiematerialien gerechnet. Dies liegt in erster Linie an der Berücksichtigung der Transport- und Verteilnetze sowie dem Einsatz in Hochspannungsgleichstrom (HVDC-) Leitungen für den Import von solarthermisch erzeugtem Strom aus Nordafrika.

1.4.2 Versorgungskritische Materialien

Unter dem Überbegriff versorgungskritische Materialien wird eine Vielzahl von Materialien verstanden für die hinsichtlich ihrer zukünftigen Bereitstellung Engpässe erwartet werden. Dazu zählen Materialien mit hoher wirtschaftlicher Bedeutung, hohen Anteilen der globalen Produktion durch einzelne Länder, schwerer Substituierbarkeit oder geringen Verhältnissen von Jahresproduktion zu Reserven (JRC 2011; Angerer et al. 2009; Graedel et al. 2014). In einer Vielzahl der Studien werden die Metalle Neodym und Dysprosium für Eisen-Neodym-Bor Permanentmagnet sowie Indium, Gallium, Cadmium und Tellur für Dünnschicht-photovoltaik zu den versorgungskritischen Materialien gerechnet.

Problematisch ist dabei eine Abschätzung der maximal möglichen installierbaren Leistungen der Technologien anhand der verfügbaren, als versorgungskritisch angesehenen Materialien. Dieser Ansatz vernachlässigt die Technologien mit gleicher Funktionsweise, welche nicht auf diese Spezialmaterialien angewiesen sind. Technologien, in denen kritische Materialien eingesetzt werden, müssen als Marktanteile aufgefasst werden und aus spielen einer Systemperspektive eine untergeordnete Rolle (Viebahn et al. 2015). Diese Annahme wird auch im Rahmen dieser Arbeit unter den folgenden Rahmenbedingungen für die Technologien getroffen. Für die Dünnschichtphotovoltaik werden weiter steigende Wirkungsgrade erwartet (IEA 2014), jedoch fallen für diese Module ebenfalls weiterhin die Materialien für die Systemkomponenten wie Dachaufständerung, elektrische Verkabelung sowie den Wechselrichter an. Analog dazu wird durch den Einsatz von Neodym-Eisen-Bor

Magnete nur die Generatorkonfiguration der Anlage variiert, was insgesamt zu weniger mechanischen, jedoch mehr elektrischen Komponenten führt. Im Rahmen der Arbeit werden daher monokristalline Siliziumphotovoltaik sowie Windenergieanlagen ohne Neodym-Eisen-Bor Magnete betrachtet um eine Limitierung durch als versorgungskritisch angesehene Materialien zu vermeiden. Diese Technologien werden zwar weiterhin eine Rolle für die elektrische Energieversorgung spielen, jedoch werden sich die Marktanteile im System in erster Linie durch die Investitionskosten ergeben. Starke Verknappung der Materialien wird durch höhere Materialkosten zu höheren Investitionskosten für Dünnschichtphotovoltaik führen, dies wird aus Systemsicht jedoch keinen Einfluss auf die möglichen installierten Photovoltaikkapazitäten haben.

Im Rahmen der Arbeit liegt der Fokus der betrachteten Materialien auf den folgenden Technologiematerialien:

- **Aluminium:** Aluminium wird in erster Linie als Leitermaterial in Freileitungen eingesetzt, sowie weiterhin in großen Anteilen in der Anlagentechnik für Photovoltaik. Während sich das Aluminium für Photovoltaik in Freianlagen relativ leicht durch Stahl substituieren lässt, ist eine Vermeidung als Leiterkabel nur durch den Einsatz von Erdkabeln mit Kupfer ersetzbar.
- **Kupfer:** Kupfer wird als Leitermaterial für Erd- und überwiegend Seekabel verwendet, darüber hinaus jedoch auch weitreichend in Anlagenelektronik eingesetzt. Für elektrische Komponenten ist es daher nur schwer substituierbar, während eine Substitution in den Erdkabeln durch Freileitungen mit Aluminiumleiter möglich ist.
- **Silber:** Silber wird für die Spiegelsysteme für konzentrierende solarthermische Kraftwerke eingesetzt sowie für die Leiterstränge auf siliziumbasierten Solarzellen in Photovoltaikmodulen. Insbesondere in der Photovoltaik wird an der Entwicklung von Substitutionen des Silbers gearbeitet, da dieses einen Großteil der Materialkosten ausmacht. Für die Photovoltaik können zur Silbervermeidung ebenfalls Dünnschichttechnologien zum Einsatz kommen. Allerdings bestehen für diese ebenfalls mögliche Versorgungsengpässe hinsichtlich der eingesetzten Materialien.
- **Lithium:** Der Einsatz von Lithium wird nur durch die Verwendung in Lithium-Ionen Batterien verursacht. Für das betrachtete System ist dies die einzige nicht durch Kavernenkapazitäten limitierte Speichertechnologie. Weiterhin bestehen große Unsicherheiten bei der Abschätzung der Reserven und Ressourcen sowie der Kosten der Lithiumgewinnung. Für hohe Lithiumpreise ist ebenfalls die Extraktion von Lithium aus Meerwasser denkbar.
- **Platin:** Platin wird im betrachteten System für den Katalysator bei der PEM Elektrolyse eingesetzt. Eine Vermeidung ist durch andere Formen von Wasserstoffgewinnung durch Elektrolyse möglich, für die jedoch im Vergleich zu PEM langfristig mit höheren Investitionskosten gerechnet wird.

1.5 Möglichkeiten und Grenzen des Modells

Wie generell bei allen Simulationsmodellen müssen auch hier die Grenzen der Modellierung berücksichtigt werden. Dies gilt zum einen hinsichtlich der Möglichkeiten die eine Modellierung auf Basis von linearer Programmierung zulässt, andererseits aber auch hinsichtlich der zugrundeliegenden Annahmen und Abschätzungen der Eingangsdaten.

Hinsichtlich der Eingangsdaten gilt es in erster Linie die folgenden Aspekte hervorzuheben:

- **Datenverfügbarkeit:** Ein generelles Problem der Eingangsdaten ist die Datenverfügbarkeit hinsichtlich der Materialinventare von Technologien zur Stromerzeugung, -speicherung sowie -übertragung. Diese stammen mehrheitlich aus Lebenszyklusanalysen in denen einzelne Kraftwerke oder Produktionslinien untersucht werden. Daher müssen die Daten dabei nicht zwangsläufig einem durchschnittlichen technologiespezifischen Materialbedarf entsprechen.
- **Zukünftige Entwicklungen:** Die Entwicklung von Investitionskosten kann teilweise durch die Anwendung von Lernkurven berücksichtigt werden, allerdings sind auch diese Abschätzungen mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Für zukünftige Entwicklungen des Materialbedarfs können demgegenüber noch weniger Aussagen gemacht werden. Einerseits ist eine weitere Entwicklung des Wirkungsgrads für PV wahrscheinlich (IEA 2014), andererseits können abrupte Änderungen wie die Substitution von Silber durch Nickel-Kupfer Legierungen nicht berücksichtigt werden. Daher können nur auf Basis aktueller Technologien konstante Werte für den Materialbedarf als sicher angenommen werden.

Demgegenüber beinhaltet die Modellierung und Simulation weitere Limitierungen die bei der Interpretation der Ergebnisse berücksichtigt werden müssen.

- **Perfect Foresight Aspekt:** Das Wissen um den bestmöglichen Systemzustand in jedem Zeitschritt eines Jahres führt dazu, dass die installierten Leistungen auf Basis der Zeitreihen sowie die elektrischen Energiespeicher die geringsten möglichen Werte annehmen. In einem realen Energiesystem ist die Einspeisung fluktuierender Energieträger mit Unsicherheiten behaftet, was dazu führt, dass sowohl installierte Leistungen als auch Speicherkapazitäten größer ausfallen oder durch höhere Anteile regelbarer Erzeugung ausgeglichen werden müssen.
- **Limitierung durch die Auflösungen:** Die zeitliche und räumliche Simulationsauflösung führt zu der Bilanzierung von Erzeugung und Verbrauch über eine Stunde innerhalb eines Modellknotens. Dies führt dazu, dass starke Fluktuationen in der Einspeisung über die räumliche Verteilung der Erzeugungsanlagen sowie die zeitlichen Änderungen gemittelt werden. Diese Glättung kann ebenfalls zur Unterschätzung von elektrischem Kurzzeitspeicherbedarf und Netzkapazitäten führen.

Offene Fragestellungen

- Wie lässt sich die Entwicklung der Materialinventare untersuchen und darauf aufbauend eine Abschätzung für zukünftige Entwicklungen treffen?
- Welche Bedeutung haben Legierungselemente in Stählen hinsichtlich ihrer Verfügbarkeit? Kann dies ebenfalls zu Engpässen führen oder ist eine entsprechende Substituierbarkeit gegeben?
- Wie können Marktanteile von Subtechnologien in der Modellierung hinsichtlich der Materialrestriktionen abgebildet werden?
- Wie kann die Importabhängigkeit von Metallen und die Beeinflussung dieser durch Recyclingraten berücksichtigt werden?

2 Methodik und Vorgehensweise

2.1 Energiesystemmodellierung in REMix

Bei dem am DLR entwickelten Energiesystemmodell REMix (Renewable Energy Mix, Scholz 2012) handelt es sich um eine Simulationsumgebung auf Basis des Programms GAMS (General Algebraic Model Solver) mit dem Ziel der Ermittlung eines optimalen Verhältnisses der möglichen Energieerzeugungstechnologien. Das Simulationsmodell ist dabei stark modular aufgebaut, um neben dem elektrischen Sektor weitere Sektoren wie Wärmebedarf und Wärmeproduktion oder Wasserstoffmobilität im Verkehrssektor abbilden zu können. Im Rahmen dieser Arbeit werden nur Module für den elektrischen Energiebedarf sowie Erzeugung, Speicherung und Übertragung betrachtet. Abbildung 2-1 zeigt eine schematische Übersicht der REMix Simulationsumgebung. Diese teilt sich auf in das Energiedatenanalysemodell EnDAT zur Berechnung von räumlich aufgelösten meteorologischen Erzeugungszeitreihen sowie das Energiesystemoptimierungsmodell OptiMo für die kostenoptimierte Berechnung des Kraftwerksausbaus beziehungsweise Kraftwerkseinsatzes. Für beide Modelle müssen entsprechende Eingangsdaten vorgegeben werden. Auf die einzelnen Komponenten des Energiesystemoptimierungsmodells OptiMo und komponentenspezifische Eigenheiten gehen die Kapitel zur Modellierung 2.2.1 – 2.2.5 ein. Die vollständigen Modellparameter sind in Anhang A: Modellparameter angehängt.

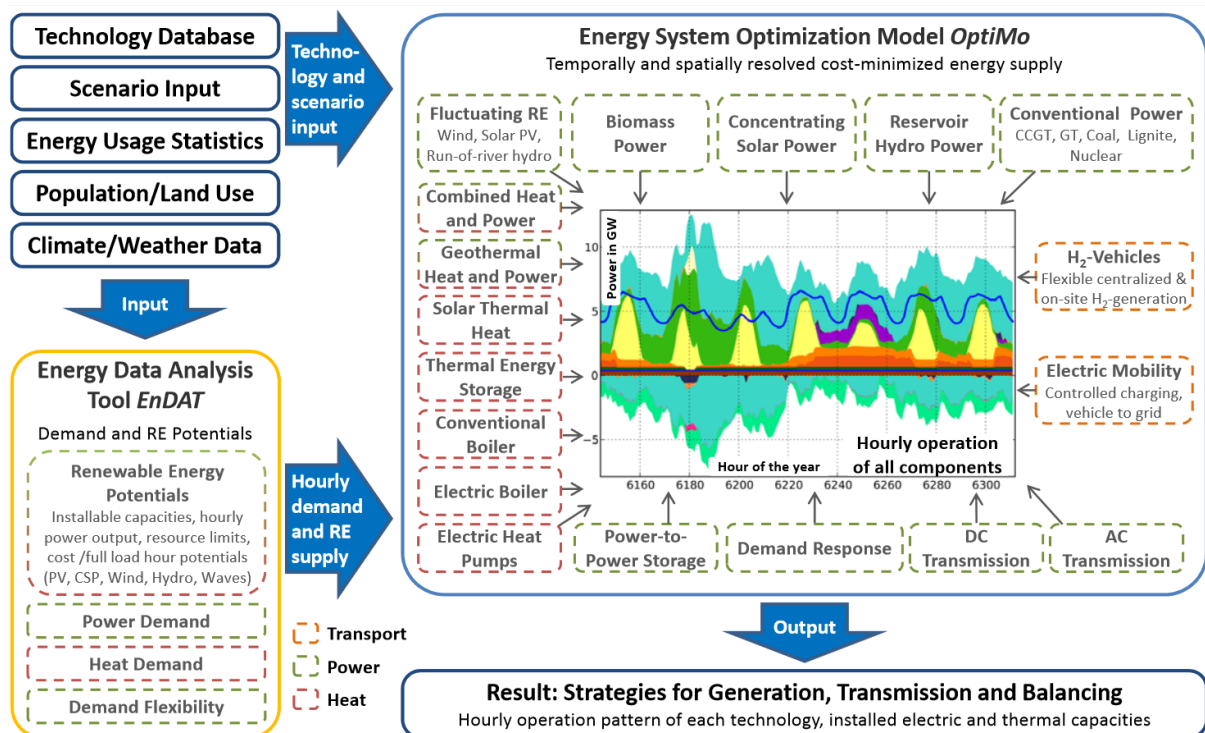


Abbildung 2-1: Schematische Darstellung der REMix Simulationsumgebung (Gils 2015)

Im Rahmen der Energiesystemmodellierung muss zwischen drei Ansätzen unterschieden werden, die weitreichenden Einfluss auf die Ergebnisse haben.

- **Statischer Ansatz:** Der Statische-Ansatz geht unter Annahme eines Greenfield-Ansatzes von einem kompletten Neubau des Kraftwerksparks ohne Berücksichtigung eines bereits existierenden Kraftwerksparks aus. Alternativ kann ebenfalls ein Kraftwerksbestand vorgegeben werden. In beiden Fällen erfolgt die Optimierung für mehrere Jahresschritte dabei unabhängig voneinander. Das Wissen um den optimalen zukünftigen Zustand (*perfect foresight*) kann allerdings ebenfalls dazu führen, dass Transformationen zwischen den einzelnen Betrachtungszeitpunkten technisch nicht möglich sind. Dies tritt insbesondere dann auf, wenn die Entwicklung der Investitionskosten zu einer stark sprunghaften Verschiebung zwischen Kapazitäten wie beispielsweise Onshore und Offshore Windenergie führt.
- **Myopischer Ansatz:** Im Rahmen des myopischen Ansatzes wird, neben dem endogen zu optimierenden Kraftwerkszubau, der bereits bestehende exogene Kraftwerkspark berücksichtigt. Dabei werden die installierten Kraftwerkskapazitäten aus vorherigen Simulationsläufen (hier aller vorausgehenden Dekaden) mit der Lebenszeit der Kraftwerke vergleichen, um zu bestimmen, ob sich diese Kraftwerke für das zu simulierende Jahr noch im Einsatz befinden. Dabei erfolgt eine konsekutive Optimierung der Jahresschritte (hier Dekaden) des Betrachtungszeitraums. Dies entspricht mehr der tatsächlichen Vorgehensweise in der Planung von Kraftwerksparks, da zukünftige Entwicklungen nur begrenzt mitberücksichtigt werden können und sich Investitionsentscheidungen über die volle Länge der technischen Lebensdauer der Kraftwerke auswirken. Dieses Vorgehen kann allerdings bei Veränderungen an den Rahmenbedingungen problematisch sein, wenn beispielsweise CO₂ Limits dazu führen, dass neu gebaute konventionelle Kraftwerke aus vorausgehenden Simulationsschritten nicht mehr eingesetzt werden dürfen.
- **Pfadoptimierung:** In der Pfadoptimierung werden in einem Optimierungsmodell alle Zeitpunkte des Betrachtungszeitraums simultan optimiert. Dies führt zu einem erheblich höheren Berechnungsaufwand, ermöglicht jedoch gegenüber dem statischen und myopischen Ansatz die globale Optimierung über den vollständigen Pfad des Betrachtungszeitraums.

In den betrachteten Simulationen wird für alle Kostenoptimierungen der myopische Ansatz verwendet, der im Rahmen einer anderen Abschlussarbeit bereits in REMix implementiert wurde (Garcia Teruel 2015). Für die Materialoptimierung im Jahr 2050 wird in Kapitel 3.4.2 zur Bestimmung des Minimums der Materialbestände der statische Ansatz verwendet. Dabei werden nur die Kraftwerkskapazitäten gemäß der Kraftwerkssterbelinie angenommen, die in der Kostenoptimierung ebenfalls bereits als Vorgabe eingehen.

2.1.1 Zielfunktion

Die Zielfunktion der linearen Programmierung im Energiesystemmodell REMix beschreibt einen kostenoptimalen Zubau und Einsatz von Kraftwerken. Die Berechnung der zu optimierenden Kosten erfolgt auf Basis der annuitätischen Kosten von zugebauten Kraftwerke $C_{CAPEX}^{Tech,Node}$ (*capitall expenditures*) zuzüglich der fixen und variablen Kosten der Kraftwerke $C_{OPEX}^{Tech,Node}$ (*operational expenditures*). Dies geschieht durch die Minimierung des Terms in Gleichung (2-1). Zudem entstehen dem System Strafkosten C_{Straf} im Falle von Ungleichheit zwischen Erzeugung und Verbrauch, auf die in Abschnitt 2.1.3 eingegangen wird.

$$\min \left\{ C_{Straf} + \sum_{Tech,Node} (C_{CAPEX}^{Tech,Node} + C_{OPEX}^{Tech,Node}) \right\} \quad (2-1)$$

2.1.2 Energiebilanz

Der Bedarf an elektrischer Energie $P_{Bedarf}^{Node,t}$ und die Bereitstellung elektrischer Energie müssen in jedem Modellknoten (*node*) und jedem Zeitschritt (*t*) exakt gleich groß sein. Die Bereitstellung kann dabei durch die Erzeugung elektrischer Energie in den Kraftwerken $P_{Erzeugung}^{Tech,node,t}$, dem Entladen von Energiespeichern $P_{Entladen}^{Tech,Node,t}$ oder dem Import aus anderen Modellknoten $P_{Import}^{Tech,Node,t}$ erfolgen. Die Lösbarkeit der Bilanzgleichung (2-2) wird durch die Slackvariablen für Erzeugung $P_{Erzeugung,Slack}^{Node,t}$ und Verbrauch $P_{Verbrauch,Slack}^{Node,t}$ garantiert, welche zu Strafkosten in der Zielfunktion führen und daher nur dann Werte annehmen, wenn das verbleibende Gleichungssystem nicht lösbar ist.

$$P_{Bedarf}^{Node,t} + \sum_{tech} (P_{Export}^{Tech,Node,t} + P_{Speichern}^{Tech,Node,t}) + P_{Bedarf,Slack}^{Node,t} \stackrel{!}{=} \sum_{Tech} (P_{Erzeugung}^{Tech,Node,t} + P_{Entladen}^{Tech,Node,t} + P_{Import}^{Tech,Node,t}) + P_{Erzeugung,Slack}^{Node,t} \quad \forall node, t \quad (2-2)$$

2.1.3 Strafkosten

Die Strafkosten, welche bei Ungleichheit zwischen Erzeugung und Verbrauch in einem Modellknoten und Zeitschritt anfallen, berechnen sich in Gleichung (2-3) auf Basis der positiven sowie negativen Slackvariablen der Energiebilanzierung. Die energiespezifischen Strafkosten c_{Straf} müssen dabei entsprechend hoch gewählt werden, um gewährleisten zu können, dass diese nur im Falle der Nichtlösbarkeit des Systems zum Einsatz kommen.

$$C_{Straf} = c_{Straf} \cdot \sum_{node,t} (P_{Verbrauch,Slack}^{Node,t} + P_{Erzeugung,Slack}^{Node,t}) \quad (2-3)$$

2.1.4 Investitionskosten (CAPEX)

Die annuitätischen Kapitalkosten $C_{CAPEX}^{Tech,Node}$ werden in Gleichung (2-4) aus den technologiespezifischen Investitionskosten c_{Invest}^{Tech} , der bereits bestehenden und zugebauten Kraftwerkskapazität $P_{Bestand}^{Tech,Node}$ und $P_{Zubau}^{Tech,Node}$ sowie des Annuitätsfaktors $f_{Annuität}^{Tech}$ berechnet. Der Annuitätsfaktor berechnet sich dabei in Gleichung (2-5) auf Basis der technologiespezifischen Amortisationszeiten t_{Amor}^{Tech} sowie des angenommenen Zinssatzes i von 6 %.

$$C_{CAPEX}^{Tech,Node} = (P_{Bestand}^{Tech,Node} + P_{Zubau}^{Tech,Node}) \cdot c_{Invest}^{Tech} \cdot f_{Annuität}^{Tech} \quad (2-4)$$

$$f_{Annuität}^{Tech} = \frac{i \cdot (1 + i)^{t_{Amor}^{Tech}}}{(1 + i)^{t_{Amor}^{Tech}} - 1} \quad (2-5)$$

Die technologiespezifische Amortisationszeit t_{Amor}^{Tech} muss dabei nicht identisch mit der technologiespezifischen Lebensdauer t_{Leben}^{Tech} der Kraftwerke sein (Hess 2013). Dies ermöglicht es im myopischen Modellierungsansatz bereits abgeschriebene Kraftwerke für die verbleibende Lebensdauer im System weiter hinsichtlich ihrer Erzeugungskapazität zu berücksichtigen.

2.1.5 Betriebskosten (OPEX)

Die Betriebskosten der Kraftwerke berechnen sich in Gleichung (2-6) auf Basis der Fixkosten sowie der variablen Kosten. Fixkosten fallen für alle zugebauten und im Bestand befindlichen Kraftwerke in Abhängigkeit der installierten Leistung an. Variable Kosten entstehen nur durch die Erzeugung elektrischer Energie in den Kraftwerken in Abhängigkeit der erzeugten Energiemenge. Für befeuerte Kraftwerke müssen zudem noch Kosten für die Brennstoffe und CO₂ Emissionszertifikate berücksichtigt werden.

$$C_{OPEX}^{Tech,Node} = (P_{Bestand}^{Tech,Node} + P_{Zubau}^{Tech,Node}) \cdot c_{OMFix}^{Tech} + \sum_t P_{Erzeugung}^{Tech,Node,t} \cdot (c_{OMVar}^{Tech} + c_{Brennstoff}^{Tech} + c_{Zertifikate}^{Tech}) \quad (2-6)$$

2.2 Technologiespezifische Modellierung

Im Folgenden wird auf einen Teil der betrachteten Technologien, sowie die technologietypischen Besonderheiten bei der Modellierung eingegangen. Die Abhängigkeit von Technologien in den Variablen bezieht sich dabei jeweils nur auf die in den jeweiligen Kapiteln behandelten Technologien, sofern dies nicht weiter spezifiziert wird.

2.2.1 Konventionelle Kraftwerke

Die technologiespezifischen Brennstoffkosten $c_{Brennstoff}^{Tech}$ berechnen sich dabei aus den brennstoffspezifischen Kosten $c_{Brennstoff}$ und dem Nettowirkungsgrad η_{netto}^{Tech} des Kraftwerks in Gleichung (2-7). Analog dazu ergeben sich die technologiespezifischen Zertifikatskosten in Gleichung (2-8) unter Berücksichtigung des Nettowirkungsgrads und den brennstoffspezifischen CO₂ Emissionen $f_{Emission}^{Brennstoff}$.

$$c_{Brennstoff}^{Tech} = \frac{c_{Brennstoff}}{\eta_{netto}^{Tech}} \quad (2-7)$$

$$c_{Zertifikate}^{Tech} = \frac{c_{Zertifikate} \cdot f_{Emission}^{Brennstoff}}{\eta_{netto}^{Tech}} \quad (2-8)$$

2.2.2 Fluktuierende erneuerbare Erzeugung

Im Falle der fluktuierenden erneuerbaren Energieerzeugung durch Windenergie oder Solarstrahlung muss berücksichtigt werden, dass diese nicht bedarfsgerecht produzieren können, sondern nur bei entsprechender Windstärke beziehungsweise Solarstrahlung. Dies wird in Gleichung (2-9) durch die normierte, modellknoten- und technologieabhängige Zeitreihe $ts^{Tech,Node,t}$ sowie die Summe aus Kraftwerksbestand und –zubau berücksichtigt. Die Abhängigkeit der Erzeugung von den Umgebungsbedingungen führt einerseits dazu, dass im hier verwendeten Modell diese Kraftwerke keine gesicherte Kapazität bereitstellen und andererseits bei einem Überangebot von Strom in der Erzeugungsleistung reduziert werden müssen. Die Abregelung der Anlagen geht über Gleichung (2-10) für die durch fluktuierende Erzeugung bereitgestellte Leistung ebenfalls in die Modellierung mit ein.

$$P_{Angebot}^{Tech,Node,t} = ts^{Tech,Node,t} \cdot (P_{Bestand}^{Tech,Node} + P_{Zubau}^{Tech,Node}) \quad (2-9)$$

$$P_{Erzeugung}^{Tech,Node,t} + P_{Abregelung}^{Tech,Node,t} = P_{Angebot}^{Tech,Node,t} \quad (2-10)$$

2.2.3 Regelbare erneuerbare Erzeugung

Biomasse und Geothermie

Für die regelbaren erneuerbaren Energiequellen Biomasse und Geothermie erfolgt eine Modellierung auf Basis der thermischen Energiepotentiale $E_{Therm.Pot.}^{Tech,Node}$. Gleichung (2-11) limitiert die Leistung der Kraftwerke auf die installierte Kapazität, während die erzeugbare Energiemenge über den Umwandlungswirkungsgrad $\eta_{Umwandlung}$ von thermischer auf elektrischer Energie und die Potentiale der thermischen Energie in Gleichung (2-12) begrenzt werden.

$$(P_{Bestand}^{Tech,Node} + P_{Zubau}^{Tech,Node}) \geq P_{Erzeugung}^{Tech,Node,t} \quad (2-11)$$

$$E_{Therm.Pot.}^{Tech,Node} \geq \sum_t \frac{P_{Erzeugung}^{Tech,Node,t}}{\eta_{Umwandlung}} \quad (2-12)$$

Der Umwandlungswirkungsgrad für die geothermische Stromerzeugung entspricht dabei nicht dem tatsächlichen technischen Wirkungsgrad, sondern schätzt die Umwandlung der technisch nutzbaren thermischen Energiemenge in eine elektrische Energiemenge ab.

Solarthermische Kraftwerke

Für die Stromerzeugung in solarthermischen Kraftwerken ergibt sich durch die Entkopplung der thermischen und elektrischen Energieerzeugung eine Kombination aus der Modellierung von fluktuierender und regelbarer Erzeugung. Durch die Möglichkeit einer Zufeuerung können die solarthermischen Kraftwerke ebenfalls zur gesicherten Leistung beitragen, wobei auch hier die Limitierung der CO₂ Emissionen über den Betrachtungszeitraum eingehalten werden muss.

Vereinfacht dargestellt kann die Modellierung der erneuerbaren thermischen Energieerzeugung in den CSP Kraftwerke auf Basis der Zeitreihe der Einstrahlung in Gleichung (2-13) erfolgen. Die thermische Energie kann anschließend gemäß Gleichung (2-14) entweder zur direkten Erzeugung elektrischer Energie eingesetzt werden oder als thermische Energie in einem Speichermedium aus Natriumnitrat und Kaliumnitrat zwischengespeichert werden. Analog zu den elektrischen Energiespeichern muss die Speicherbilanz in Gleichung (2-15) über das Jahr ausgeglichen sein und kann die Speicherkapazitäten nicht überschreiten.

$$P_{therm.Erzeugung}^{Tech,Node,t} + P_{therm.Abregelung}^{Tech,Node,t} = t S^{Tech,Node,t} \cdot (P_{SF,Bestand}^{Tech,Node} + P_{SF,Zubau}^{Tech,Node}) \quad (2-13)$$

$$P_{Entladung.Speicher}^{Tech,Node,t} + P_{therm.Erzeugung}^{Tech,Node,t} = P_{Beladung.Speicher}^{Tech,Node,t} + \frac{P_{el.Erzeugung}^{Tech,Node,t}}{\eta_{tech}} \quad (2-14)$$

$$\sum_t \eta_{Beladung} \cdot P_{Beladung.Speicher}^{Tech,Node,t} = \sum_t \frac{P_{Entladung.Speicher}^{Tech,Node,t}}{\eta_{Entladung}} \quad (2-15)$$

Zusätzlich wird eine Unterscheidung der Technologien in regionale CSP und Importe aus solarthermischen Kraftwerken in Nordafrika vorgenommen. Der Hauptunterschied zwischen den Technologien liegt in der Strahlungszeitreihe und den elektrischen Verlusten durch die Gleichstromübertragungsleitungen. Die Verluste werden auf Basis der Konverter und Streckenlängen sowie längenspezifischen Übertragungswirkungsgrade für jeden Modellknoten separat berechnet.

2.2.4 Elektrische Energiespeicher

Für die Modellierung der elektrischen Energiespeicher erfolgt durch die Trennung von Leistung und Speicherkapazität eine separate Optimierung. Dies wird ebenfalls hinsichtlich der Investitionskosten und Materialbestände berücksichtigt. Die Leistung der elektrischen Energiespeicher ist dabei gemäß Gleichung (2-16) auf die installierte und neu zugebaute Leistung limitiert, während der elektrische Energieinhalt des Speichers analog dazu in

Gleichung (2-17) durch die installierte und neu zugebaute Speicherkapazität begrenzt ist. Ebenfalls muss die Energiebilanz des Speichers nach Gleichung (2-18) über den Zeitraum der Simulation vollständig ausgeglichen sein.

$$(P_{Bestand}^{Tech,Node} + P_{Zubau}^{Tech,Node}) \geq \frac{P_{Entladung.Speicher}^{Tech,Node,t}}{\eta_{Entladung}} = \eta_{Beladung} \cdot P_{Beladung.Speicher}^{Tech,Node,t} \quad (2-16)$$

$$(E_{Bestand}^{Tech,Node} + E_{Zubau}^{Tech,Node}) \geq E_{Füllstand.Speicher}^{Tech,Node,t} \quad (2-17)$$

$$\sum_t \eta_{Beladung} \cdot P_{Beladung.Speicher}^{Tech,Node,t} = \sum_t \frac{P_{Entladung.Speicher}^{Tech,Node,t}}{\eta_{Entladung}} \quad (2-18)$$

2.2.5 Übertragungs- und Verteilnetze

Die ursprüngliche Auslegung der Übertragungs- und Verteilnetze basiert auf dem Konzept regional verteilter Großkraftwerke, die über das Höchstspannungsübertragungsnetz verknüpft sind und bedarfsgerecht über die darunter liegenden Netzebenen des Hochspannungs-, Mittelspannungs- und Niederspannungsnetzes den Endverbraucher mit elektrischer Energie versorgen. Durch die Integration von hohen Anteilen fluktuierender erneuerbaren Energien, welche je nach installierter Leistung in die Mittelspannungs- oder Niederspannungsnetze einspeisen, kommt es zu einem Leistungsfluss entgegen der ursprünglich vorgesehenen Versorgungsrichtung. Die technische Schwierigkeit der Integration zeigt sich an der steigenden Anzahl an Eingriffen durch den Netzbetreiber zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit (BMWi 2014). Daher wird modellendogen in der Simulation die gleichzeitige Einspeisung von fluktuierenden Energieträgern auf eine Leistung begrenzt die einer Netzeinspeisekapazität entspricht (Hess 2016). Diese Kapazität berechnet sich im Fall der Übertragungs- und Verteilnetze als Anteil der modellknotenabhängigen elektrischen Spitzenlast. Für die Annahme hoher Investitionskosten beläuft sich der Anteil der gleichzeitig zulässigen Einspeisung auf 50,5 % bei niedrigen Investitionskosten liegt der Anteil bei 73,5 %. Während für die Verteilnetze die Summation der gleichzeitigen Einspeisung über die Technologien Photovoltaik und Onshore Windenergie erfolgt, wird für die Übertragungsnetze zusätzlich die Offshore Windenergie berücksichtigt. Gleichung (2-19) und (2-20) zeigen die entsprechende Modellierung.

$$P_{Übertr.Netz,Bestand}^{Node} + P_{Übertr.Netz,Zubau}^{Node} \geq \sum_{PV,WO_n} P_{Erzeugung,flukEE}^{Tech,Node,t} \quad (2-19)$$

Während Offshore Windenergie auf hohen Spannungsebenen eingespeist und damit nur zu einem zusätzlichen Ausbau der Übertragungsleitungen führt, erfolgt die Einspeisung von Photovoltaik und Windenergie auf niedrigeren Spannungsebenen und belastet somit neben den Übertragungsnetzen auch die Verteilnetze zusätzlich.

$$P_{Vert.Netz,Bestand}^{Node} + P_{Vert.Netz,Zubau}^{Node} \geq \sum_{PV,WOn,WOff} P_{Erzeugung,flukeE}^{Tech,Node,t} \quad (2-20)$$

2.3 Materialbilanzierung in REMix

Für die Bilanzierung der Materialien wurde im Rahmen der Arbeit die Modellumgebung um ein Modul erweitert, das es ermöglicht den technologiespezifischen Materialbedarf $m_{Bedarf}^{Mat,Tech}$, der in den einzelnen Technologiemodulen hinterlegt wird, zentral zusammenzufassen. Dies ermöglicht neben der Bilanzierung von Materialien die Implementierung von Materialrestriktionen für den verfügbaren Materialbestand sowie eine Begrenzung der Materialienflüsse, welche in einzelnen Simulationsjahren zu Verfügung stehen. Die in einem Simulationsjahr für den Zubau notwendige Materialmenge M_{Zubau}^{Mat} in Gleichung (2-21) kann dabei durch eine modellexogen vorgegebene Beschränkung in Gleichung (2-22) limitiert werden.

$$M_{Zubau}^{Mat} = \sum_{Tech,Node} (P_{Zubau}^{Tech,Node} \cdot m_{Bedarf}^{Mat,Tech}) \quad (2-21)$$

$$M_{Max,Zubau}^{Mat} \geq M_{Zubau}^{Mat} \quad (2-22)$$

Ein solches Limit kann Materialverfügbarkeiten für Materialien mit niedrigen Recyclingraten abbilden, da die Menge welche dem System in den einzelnen Simulationsjahren zur Verfügung steht beschränkt wird, ohne durch die Deinstallation von Kraftwerksleistung wieder Materialmengen freizugeben.

Demgegenüber ermöglicht in Gleichung (2-23) und (2-24) die Betrachtung der Gesamtmenge an Materialien, welche sich im System zu einem Zeitpunkt im Einsatz befinden, eine Abschätzung für Materialien mit hohen Recyclingraten, wie dies bei vielen Metallen im betrachteten elektrischen Energiesystem der Fall ist.

$$M_{Bestand}^{Mat} = \sum_{Tech,Node} (P_{Bestand}^{Tech,Node} \cdot m_{Bedarf}^{Mat,Tech}) \quad (2-23)$$

$$M_{Gesamt}^{Mat} = \sum_{Tech,Node} ((P_{Bestand}^{Tech,Node} + P_{Zubau}^{Tech,Node}) \cdot m_{Bedarf}^{Mat,Tech}) \quad (2-24)$$

Für die Limitierung der Materialbestände gilt analog zu den Materialflüssen Gleichung (2-25).

$$M_{Max,Gesamt}^{Mat} \geq M_{Bestand}^{Mat} + M_{Zubau}^{Mat} \quad (2-25)$$

Durch Verringerung der installierten Leistung beim Rückbau von Kraftwerken vergrößern sich in diesem Fall die verfügbaren Materialkapazitäten wieder.

2.4 Erweiterung der Materialdatenbasis

Im Rahmen der Implementierung der Materialbilanzen und der Erweiterung des Szenarienrahmens auf das europäische Gebiet müssen zwangsläufig Erweiterungen an der Datenbasis zu den betrachteten Technologien erfolgen. Die folgenden Kapitel 2.4.1 - 2.4.5 gehen dabei auf die technologiespezifischen Änderungen und Erweiterungen ein.

2.4.1 Netztechnologien

Im Rahmen der vorausgegangen Arbeit (Wetzel 2015) erfolgte keine Betrachtung von Netztechnologien mit Ausnahme der HVDC Leitungen für den Import von Strom aus solarthermischen Kraftwerken. Im Rahmen dieser Arbeit werden neben den HVDC Leitungen für den Stromimport ebenfalls die Gleichstromleitungen für den Austausch elektrischer Energie innerhalb des Betrachtungsgebiets berücksichtigt. Die Implementierung in REMix ermöglicht dabei das Berechnen der Materialbilanzen auf Basis der modellierten Land- und Wasserdistanzen, welche für die Übertragungsleitungen benötigt werden. Daher wird im Rahmen dieser Arbeit die funktionale Einheit für den spezifischen Materialbedarf für Netztechnologien auf t/MWkm festgelegt.

Gleichstromleitungen

Für die HVDC Leitungen des Solarstromimports werden weiterhin die Werte nach May (2005) angenommen, während für die zwei anderen betrachteten Gleichstromnetztechnologien mit 2200 MW und 1000 MW Übertragungsleistung auf die Werte von Jorge et al. (2012) zurückgegriffen wird. Dies ist darauf zurückzuführen, dass sich der Leiterquerschnitt in der Regel beliebig skalieren lässt, bei Freileitungen im Gegensatz zu Erdkabeln der Bedarf an Stahl und Beton für die Masten und das Fundament jedoch nicht mit dem Leiterquerschnitt skaliert. Die angenommenen spezifischen Materialbestände sind in Tabelle 2-1 aufgeführt. Für die Seekabel muss zudem berücksichtigt werden, dass der derzeitige Stand der Technik materialbedingt nur Spannungen bis zu 600 kV zulässt (Hess 2013).

Tabelle 2-1: Angenommene Werte für den spezifischen Materialbestand für HVDC Leitungen

Technologie	Freileitung 1000 MW 400 kV	Kabel 1000 MW 400 kV	Freileitung 2200 MW 600 kV	Kabel 2200 MW 600 kV	Freileitung 5000 MW 800 kV	Kabel 5000 MW 800 kV
Beton [t/MWkm]	0,200	-	0,138	-	0,040	-
Stahl [t/MWkm]	0,0508	0,0480	0,0350	0,0326	0,0163	0,0192
Aluminium [t/MWkm]	0,0087	-	0,0060	-	0,0035	-
Kunststoffe [t/MWkm]	-	0,0046	-	0,0031	-	0,0018
Kupfer [t/MWkm]	-	0,0380	-	0,0258	-	0,0152
Blei [t/MWkm]	-	0,0340	-	0,0231	-	0,0136
Gesamt [t/MWkm]	0,2595	0,1246	0,179	0,0846	0,0598	0,0498

Im Rahmen der REMix Simulation werden für die zwischeneuropäischen Gleichstromleitungen im Bestandsnetz die Gleichstromtechnologien mit einer Nennleistung von 1000 MW angenommen, während für den zukünftigen Ausbau 2200 MW Leitungen verwendet werden. Die bestehenden innereuropäischen Gleichstromleitungen basieren dabei auf dem Netzentwicklungsplan der ENTSOE (2014) und sind je nach Parametervariation ebenfalls als Erdkabel oder Freileitungen ausgeführt. Neben den Gleichstromübertragungsleitungen werden im Rahmen der Simulation ebenfalls die bestehenden Wechselstromleitungen berücksichtigt, diese werden zur Vereinfachung des Simulationsmodells nicht im Ausbau berücksichtigt und daher auch nicht hinsichtlich ihres Materialbestands betrachtet.

Die HVDC Leitungen für den Import von solarthermischen Strom haben dabei eine Nennleistung von 5000 MW für die Freileitungen sowie 1250 MW für die Seekabel (May 2005). Abbildung 2-2 zeigt eine schematische Darstellung der Punkt-zu-Punkt Übertragungsleitungen für Stromimporte aus solarthermischen Kraftwerken. Sowohl für die Modellierung als Erdkabel als auch für die Modellierung als Freileitungen werden dieselben Strecken angenommen. Dies ermöglicht die Berücksichtigung von hohen Aluminium beziehungsweise Kupferbeständen. Nach Hess (2013) betragen die längenspezifischen Kosten für Erdkabel 85 % der Kosten für Seeleitungen mit gleicher Übertragungsleistung. Dies wird im Rahmen der Arbeit ebenfalls für die DC Leitungen zwischen den betrachteten Modellknoten angenommen.

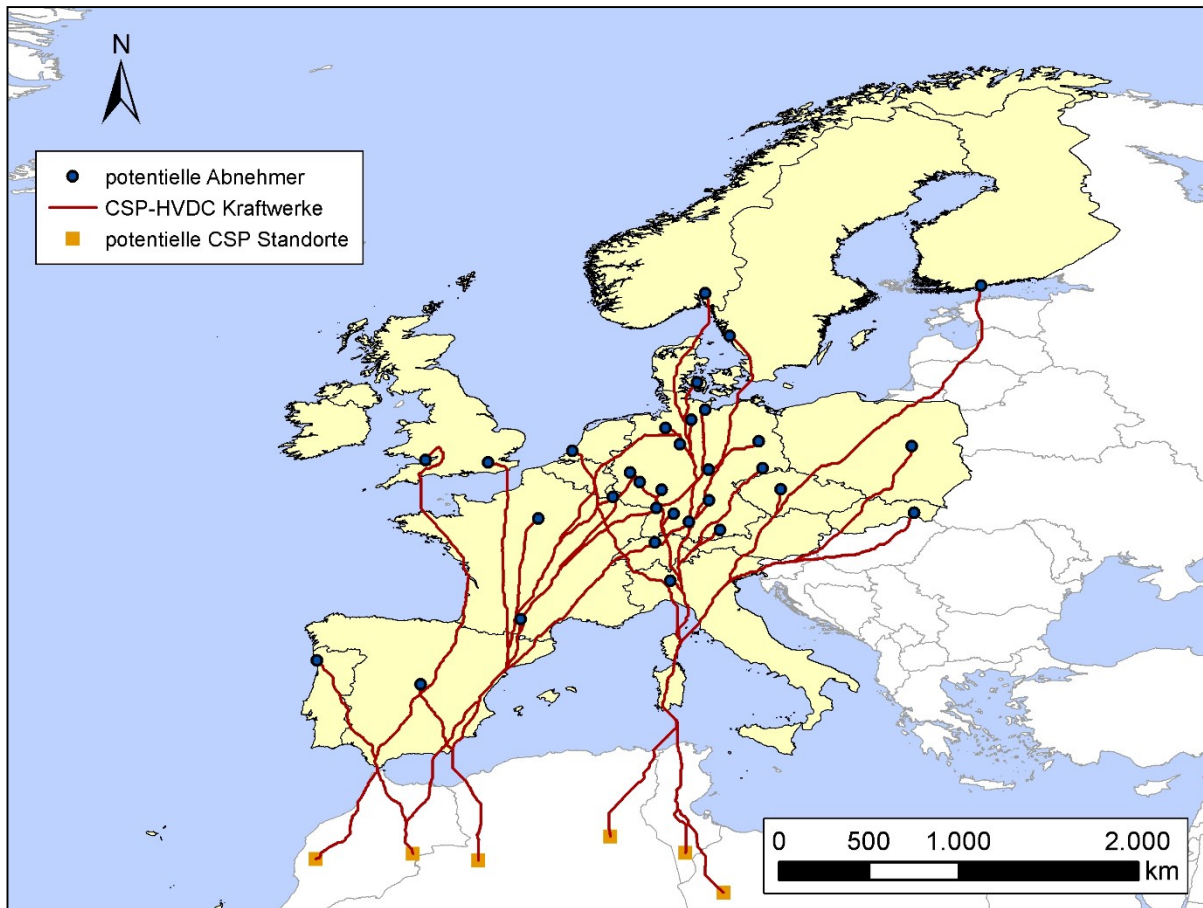


Abbildung 2-2: Schematische Darstellung der HVDC Leitungen für den Import von Strom aus solarthermischen Kraftwerken in Nordafrika nach May (2005), Hess (2013)

Übertragungs- und Verteilnetze

Die Abschätzung der Materialbestände für den Zubau von Übertragungs- und Verteilnetzen basiert auf den Lebenszyklusanalysen zu Wechselstromleitungen von Jorge et al. (2012). In der Studie werden längenspezifische Materialinventare für verschiedene Kabel auf den Spannungsebenen von 0,4 kV bis 400 kV angegeben. Unter Annahme typischer Übertragungsleistungen für die Spannungsebenen, sowie den Leitungslängen für den Ausbaubedarf der Verteilnetze in Deutschland (DENA 2012) lassen sich damit die leistungskilometerspezifischen Materialbestände berechnen. Dies geschieht unter Annahme der Ausbaulängen für das Jahr 2030 und den Aluminium Erdkabel für 0,4 kV in den Niederspannungsnetzen, Kupfer-Erdkabel für 50 kV in den Mittelspannungsnetzen und Aluminiumfreileitungen für 150 kV in den Hochspannungsnetzen. Die leistungskilometer-spezifischen Materialbestände der Übertragungsleitungen lassen sich auf Basis der 400 kV Aluminium Freileitungen nach Jorge et al. (2012) berechnen. Da in Rahmen der Studie keine Werte für Kupfer Erdkabel angegeben sind erfolgt eine Abschätzung auf Basis des Materialverhältnisses von Freileitungen zu Erdkabeln nach May (2005) bezogen auf die

Querschnitte der Leitermaterialien. Damit ergeben sich die in Tabelle 2-2 angegebenen leistungskilometerspezifischen Materialbestände.

Tabelle 2-2: Angenommene Werte für den spezifischen Materialbestand für Übertragungs- und Verteilnetze

Netztyp	Verteilnetz	Übertragungsnetz (Erdkabel)	Übertragungsnetz (Freileitung)
Beton [t/MWkm]	0,4108	-	0,1600
Stahl [t/MWkm]	0,8836	0,0392	0,0406
Aluminium [t/MWkm]	0,0276	-	0,0069
Kunststoff [t/MWkm]	0,0084	0,0038	-
Glas [t/MWkm]	0,0018	-	0,0008
Kupfer [t/MWkm]	0,0259	0,0310	-
Zink [t/MWkm]	0,0006	-	0,0009
Blei [t/MWkm]	-	0,0277	-
Gesamt [t/MWkm]	1,3587	0,1017	0,2092

2.4.2 Solarthermische Kraftwerke

Für die Solarthermischen Kraftwerke erfolgt innerhalb von REMix eine getrennte Optimierung für den Kraftwerksblock, das Solarfeld sowie den thermischen Speicher. Dies ermöglicht je nach Standort sowie Nutzungsart des Kraftwerks eine Variation des Solar Multiple (SM) sowie der mit dem thermischen Speicher überbrückbare Zeitdauer. Im Rahmen dieser Arbeit wird weiterhin auf die Daten der Lebenszyklusanalyse zu Parabolrinnenkraftwerken von Heath und Turchi (2009) zurückgegriffen, allerdings erfolgt eine detailliertere Ausschlüsselung nach den einzelnen Kraftwerkskomponenten, die in Tabelle 2-3 dargestellt ist.

Tabelle 2-3: Angenommene Werte für den spezifischen Materialbestand der CSP Kraftwerke

Komponente	Kraftwerksblock	Solarfeld	Thermischer Speicher
Bezugseinheit	t/MW _{el}	t/MW _{th}	t/MW _{hth}
Beton	191,74	131,15	5,075
Stahl	49,70	84,30	2,171
Aluminium	3,55	0,27	0,0003
Kunststoff	1,00	0,09	0,048
Glas	0,10	44,39	0,089
Kupfer	0,65	0,25	0,001
Speichersalz	-	-	33,568
Silber	-	0,0043	-
Keramik	0,11	0,64	-
Gesamt	246,85	261,0943	40,9523

2.4.3 Windenergie

Für Windenergieanlagen besteht sowohl im Onshore- als auch im Offshorebereich eine relativ breite Spannweite an Angaben hinsichtlich des spezifischen Materialbedarfs. Um in der Simulation ebenfalls den Rahmen der Materials Spannweite zu berücksichtigen werden für beide Technologien maximale sowie minimale Werte angenommen. Die Werte basieren auf den Daten von Zimmermann et al. (2013) wobei die maximalen Werte aus den Anlagendaten für 3 MW Onshoreanlagen sowie 24 MW Offshoreanlagen mit Direct Drive Synchrongenerator entnommen sind, die minimalen Werte aus den Onshoreanlagen mit 3 MW beziehungsweise den Offshoreanlagen mit 12 MW unter Verwendung einer doppelt-gespeisten Asynchronmaschine. Zusätzlich wird der Bleibedarf für die Offshoreanlagen im Minimalfall anhand der Daten von Schleisner (2000) sowie im Maximalfall nach Elsam Engineering (2004) abgeschätzt. Tabelle 2-4 zeigt den angenommenen Materialbedarf für die verwendeten Technologien.

Tabelle 2-4: Angenommene spezifische Materials Spannweiten für Windenergieanlagen

Technologie	Onshore Minimal	Onshore Maximal	Offshore Minimal	Offshore Maximal
Beton [t/MW]	643,5	993,20	-	-
Stahl [t/MW]	136,78	146,44	117,68	415,36
Aluminium [t/MW]	2,79	2,99	2,40	8,48
Glas [t/MW]	6,45	9,27	3,48	5,55
Kunststoffe [t/MW]	10,98	15,79	5,93	9,45
Kupfer [t/MW]	2,33	5,07	0,89	4,90
Blei [t/MW]	-	-	6,72	14,72
Gesamt [t/MWkm]	693,22	1172,77	137,1	458,46

2.4.4 Photovoltaik

Analog zu den Windenergieanlagen bestehen bei den Photovoltaikanlagen durch den Anteil von Aufdach- und Freiflächenanlagen, sowie den weiteren elektrischen Komponenten relativ große Unsicherheiten. Die angenommenen Daten in Tabelle 2-5 basieren auf den Literaturwerten in der Studie von Jungbluth et al. (2012) und berücksichtigen die Angaben der unterschiedlichen Literaturwerte. In den Daten der Aufständigung für Freiflächenanlagen zeigt sich die volle Substituierbarkeit von Aluminium durch Stahl, jedoch liegen für die Mehrheit der Literaturwerte der spezifische Materialbedarf von Aluminium und Stahl in derselben Größenordnung.

Tabelle 2-5: Angenommene spezifische Materialsparnweiten für die Anlagentechnik von PV

Technologie	BOS Dachanlage	BOS Dachanlage	BOS Freifläche	BOS Freifläche
	Minimal	Maximal	Minimal	Maximal
Aluminium [t/MW]	8,03	43,89	21,37	22,37
Kupfer [t/MW]	4,90	7,10	1,81	3,65
Zink [t/MW]	0,01	0,01	0,01	0,01
Stahl [t/MW]	2,00	14,76	28,77	36,07
Kunststoffe [t/MW]	6,10	5,94	1,17	2,91
Gesamt [t/MW]	21,04	71,70	53,13	65,01

Unter Annahme eines durchschnittlichen Modulwirkungsgrades von 18 % über den gesamten Betrachtungszeitraum ergeben sich, unter Berücksichtigung der modulspezifischen Materialinventare für monokristalline Siliziumphotovoltaik nach de Wild-Scholten und Alsema (2005), die leistungsspezifischen Materialinventare in Tabelle 2-6. Dabei ist für die minimalen Werte ein Freiflächenanteil von 40 % für die maximalen Werte ein Freiflächenanteil von 10 % angenommen, was dem typischen Anteil in Deutschland entspricht.

Tabelle 2-6: Angenommene spezifische Materialsparnweite für PV Module einschließlich BOS

Technologie	Photovoltaik	Photovoltaik
	Minimal	Maximal
Aluminium [t/MW]	29,70	58,07
Kupfer [t/MW]	4,36	7,46
Zink [t/MW]	0,011	0,013
Stahl [t/MW]	12,71	16,89
Kunststoffe [t/MW]	14,74	16,26
Glas [t/MW]	62,60	62,60
Silizium [t/MW]	6,92	6,92
Silber [t/MW]	0,039	0,039
Gesamt [t/MW]	131,08	168,25

2.4.5 Power-to-Gas-to-Power (P2G2P)

Gegenüber der vorausgegangen Arbeit (Wetzel 2015) wird anstelle einer Brennstoffzelle welche in der Lage ist als Energieerzeuger und als Elektrolyseur betrieben zu werden eine Prozesskette der Wasserstoffgewinnung durch Elektrolyse an einer Protonen-Austausch-Membran (PEM), Methanisierung und anschließender Verbrennung in einer Gasturbine angenommen (Varone und Ferrari 2015). Für den Anlage zur Elektrolyse und Methanisierung wird der leistungsspezifischen Materialbedarf anhand der Inventare für eine Anlagenkonfiguration aus Reformer und Brennstoffzelle angenommen (Gerboni, Raffaella et al. 2008) zudem wird für die Gasturbine der leistungsspezifische Materialbedarf aus den

konventionellen Gasturbinen verwendet. Damit ergeben sich die in Tabelle 2-7 dargestellten leistungsspezifischen Materialmengen. Für die Speicherung in Kavernen wird kein energiespezifischer Materialbedarf angenommen, da im Vergleich zur adiabaten Druckluftspeicherung keine Speicherung der thermischen Energie erfolgt. Die europäischen Kavernenpotentiale werden dabei auf Basis der volumetrischen Potentiale nach Scholz (2012) jeweils zur Hälfte für adiabate Druckluftspeicherung und P2G2P Methanspeicherung angenommen und über die volumetrische Energiedichte in energetische Speicherpotentiale umgerechnet (DLR interne Datenblätter, basierend auf Noack et al. 2015; Thomas 2003).

Tabelle 2-7: Angenommener spezifischer Materialbestand für P2G2P Systeme

Technologie	PEM	Gasturbine
	(Gerboni, Raffaella et al. 2008)	(Wetzel 2015) basierend auf Daten von (Pacca und Horvath 2002)
Beton [t/MW]	-	81,4
Stahl [t/MW]	27,7	58,5
Aluminium [t/MW]	1,85	0,26
Kupfer [t/MW]	-	0,6
Kunststoffe [t/MW]	3,22	-
Graphit [t/MW]	4,5	-
Glas [t/MW]	0,1	-
Platin [t/MW]	0,00075	-
Gesamt [t/MW]	37,37	140,76

Offene Fragestellungen

- Wie lassen sich Technologien hinsichtlich ihres Materialeinsatzes bewerten? Welche Größe kann für den Vergleich herangezogen werden?
- Wie wirkt sich eine Unterschätzung oder Überschätzung des benötigten Netzausbaus durch fluktuierende erneuerbare Energien auf Simulationsergebnisse aus?
- Welche Vorteile bringt eine Modellierung der Materialflüsse und Recyclingraten im Falle einer Pfadoptimierung gegenüber den hier betrachteten Materialbeständen in einer myopischen Modellierung?
- In welcher Form können weitere Umweltaspekte, wie beispielsweise Flächenbedarf oder die Akzeptanz der Transformation des Energiesystems, in der Modellierung berücksichtigt werden?

3 Szenarien

Für die Abschätzung der Auswirkungen von Materialverfügbarkeiten wird mittels Parametervariationen ein breites Spektrum an Szenarien erstellt, anhand derer die Analyse der Auswirkungen erfolgt. Dafür wird in den folgenden Kapiteln auf die Rahmenbedingungen der Simulation, die Parametervariationen hinsichtlich der technischen Ausführung des Systems sowie die Variationen hinsichtlich der Materialverfügbarkeiten eingegangen.

3.1 Szenarienrahmen

Betrachtungsgebiet

Das in den Simulationen betrachtete Gebiet umfasst die Mitgliedsstaaten der EU-15 zuzüglich der Schweiz und Norwegen sowie der Länder Polen, Tschechien und Slowakei. Zur Reduktion des Simulationsaufwands erfolgt in REMix eine Aggregation der hochaufgelösten Datenknoten zu den in Abbildung 3-1 dargestellten Modellknoten.

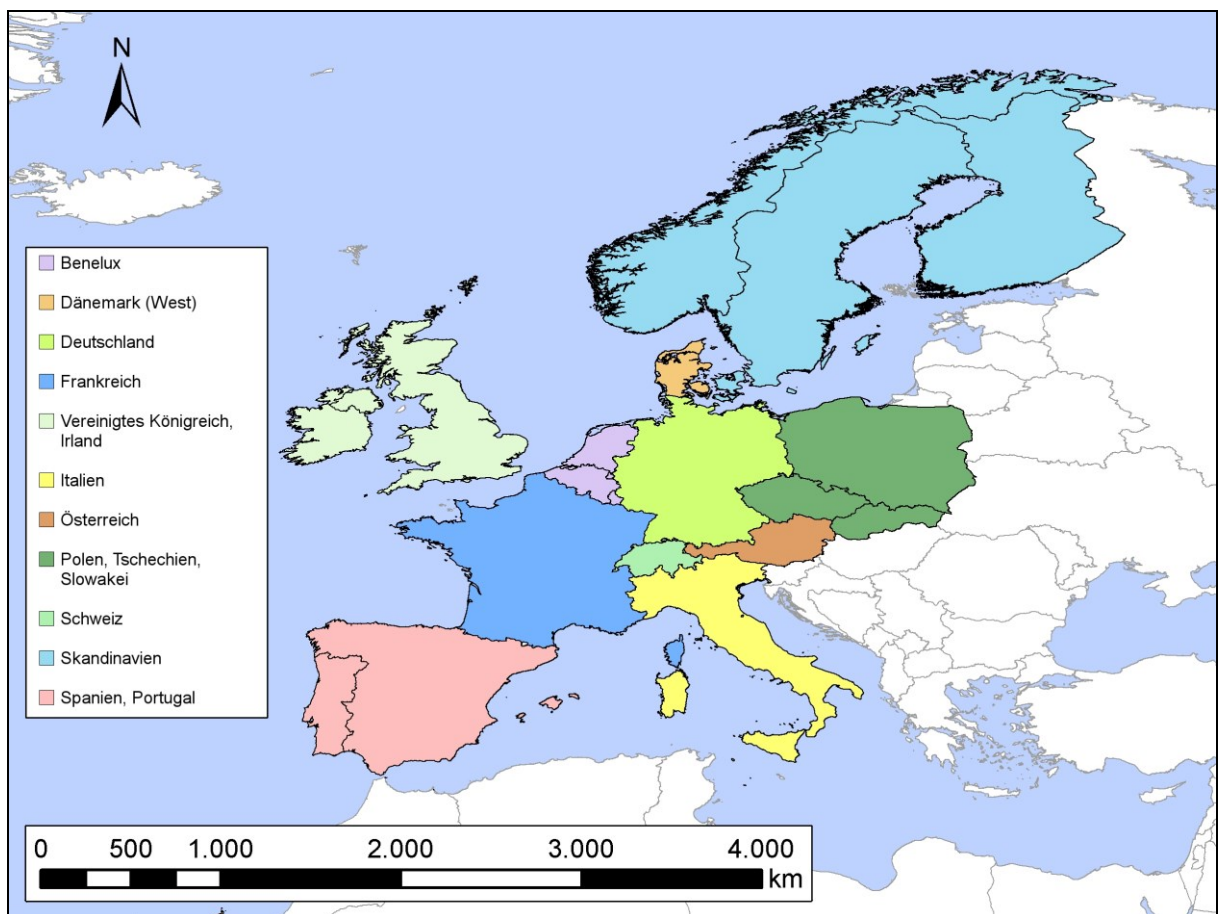


Abbildung 3-1: Schematische Darstellung der in den Modellknoten aggregierten Ländern

Betrachtungszeitraum

Der zeitliche Rahmen der Simulationen wird auf die Jahre von 2020 bis 2050 eingegrenzt. Dabei erfolgen die Simulationen in Dekadenschritten, wobei angenommen wird, dass sich das elektrische Energiesystem über den Zeitraum zwischen den Simulationsjahren nicht verändert. Die Verwendung des myopischen Ansatzes ermöglicht es die Simulationsergebnisse einer Dekade in der Folgedekade mit zu berücksichtigen.

CO₂ Emissionen

Die Limitierung von CO₂ Emissionen zur Erreichung des 1,5 °C Ziels wird von Rogelj et al. (2015) auf globaler Ebene eingeschätzt. Bezogen auf die erwartete Bevölkerung des Betrachtungsgebiets (UN 2015) ergeben sich die in Tabelle 3-1 dargestellten Restriktionen für die CO₂ Emissionen über den Betrachtungszeitraum.

Tabelle 3-1: Rahmendaten zur Bevölkerung und erlaubte CO₂ Emissionen im Betrachtungsgebiet für den betrachteten Zeitraum von 2020 bis 2050 nach Rogelj et al. (2015)

Jahr	2020	2030	2040	2050
Bevölkerung [Mio.]	381,55	388,04	391,12	391,28
Anteil global [%]	4,92 %	4,56 %	4,27 %	4,02 %
CO ₂ Emissionen [Mio. t]	344,27	182,59	85,42	0,00

3.2 Parametervariationen

Für die Beurteilung der Materialbilanzen des betrachteten europäischen Energiesystems sowie die Auswirkungen der Materialverfügbarkeit auf dieses werden vier Parametervariationen betrachtet. Im Folgenden wird auf die Parametervariationen sowie die damit verbundenen Auswirkungen auf die benötigten Materialien eingegangen.

- **Verwendete Netztechnologie:** Um den Bedarf der Leitungsmaterialien Kupfer und Aluminium abschätzen zu können werden die Übertragungsleitungen in den Parametervariationen in einem Fall vollständig als Freileitungen (*OL*, overhead lines) im anderen Fall vollständig als Erdkabel (*UC*, underground cables) modelliert. Seekabel sind von dieser Parametervariation nicht betroffen. Für die Leitermaterialien wird angenommen, dass alle Freileitungen mit Aluminiumleitern ausgeführt sind und alle See- und Erdkabel mit Kupferleiter. Diese Parametervariation wirkt sich ebenfalls auf die Kosten sowie den Materialbedarf aus und gilt im betrachteten Modell für die Hochspannungsgleichstromleitungen des Solarstromimports, die Gleichstromleitungen zwischen den europäischen Ländern sowie die Übertragungsnetze innerhalb der einzelnen Ländern.

- **Import von Strom aus solarthermischen Kraftwerken in Nordafrika:** In der Parametervariation *Import* erfolgt eine Optimierung der solarthermischen Kraftwerkskapazitäten in Nordafrika unter Berücksichtigung der dafür benötigten Gleichstromleitungslängen, welche sich in Freileitungs- sowie Seekabel aufteilen. In der Parametervariation *Regional* erfolgt demgegenüber kein Zubau von Importen regelbarer Solarthermie aus Nordafrika sondern nur die Zubauoptimierung von solarthermischen Kraftwerken in der betrachteten Region. Als wirtschaftliche Standorte kommen hierfür in erster Linie Spanien, Portugal, Frankreich und Italien in Frage (Scholz 2012).
- **Kostenvariation:** Für die Kostenvariation erfolgt die Unterscheidung in niedrigen Kosten (*minCost*) sowie hohen Kosten (*maxCost*) auf Basis der Methode zur Sensibilitätsanalyse nach Hess (2016). Die Annahmen zu den Kosten wirken sich dabei auf die Technologiezusammensetzung für die unterschiedlichen Jahre aus und haben damit indirekt ebenfalls Einfluss auf den Materialbedarf der Szenarien. Eine Parametervariation der Investitionskosten erfolgt für die regelbaren erneuerbaren Energien, für die fluktuierenden erneuerbaren Energien, die Speichertechnologien und Kernkraftwerke. Für die konventionellen Kraftwerke werden in der Variation gleiche Investitionskosten jedoch hohe und niedrige Brennstoffpreise angesetzt.
- **Materialvariation:** Aufgrund der hohen Anteile fluktuierender erneuerbarer Energien im System und die Unsicherheiten hinsichtlich deren Materialbedarf erfolgt neben der Parametervariation der Kosten eine Parametervariation der Materialien für die fluktuierenden erneuerbaren Energien. Im Rahmen dieser Variation wird zwischen einem niedrigen technologiespezifischen Materialbedarf (*minMat*) und einem hohen technologiespezifischen Materialbedarf (*maxMat*) unterschieden.

3.3 Abschätzung der Investitionskosten

Für die Variation der Investitionskosten sowie deren Entwicklung über den Betrachtungszeitraum, wird eine Abschätzung für die fluktuierenden erneuerbaren Energien Photovoltaik und Windenergie sowie den regelbaren erneuerbaren Energien Biomasse und Geothermie vorgenommen. Dazu wird von einem aktuellen Kostenrahmen auf Basis der Daten von IRENA (2015) ausgegangen. Unter Anwendung eines Modells zu Lernkurven der Investitionskosten (Neij 2008) und global installierten Kapazitäten auf Basis von Energieszenarien hin zu 100 % erneuerbarer Energien (Greenpeace 2015) erfolgt eine Abschätzung der Lernraten. Für die zukünftigen Investitionskosten wird der Kostenrahmen der Transparent Cost Database des NREL (2016) angenommen. Die Tabellen der Abschätzung sind der Arbeit in Anhang B: Investitionskostenabschätzung beigelegt.

3.4 Abschätzung der Materialverfügbarkeit

Um die Auswirkungen der Materialverfügbarkeit auf das europäische elektrische Energiesystem zu untersuchen müssen Annahmen hinsichtlich der verfügbaren Materialbestände in den Dekaden von 2020 bis 2050 getroffen werden. Da es sich bei den Materialien um Metalle mit hohen Recyclinganteilen handelt empfiehlt es sich die Betrachtung der Metallbestände den Metallstoffströmen vorzuziehen. Dies lässt sich in den Simulationen gemäß Kapitel 2.3 zur Modellierung der Materialbestände und -restriktionen umsetzen. Im Folgenden wird auf Literatur eingegangen in denen die zukünftige Metallprimärproduktion sowie derzeitige Metallbestände in der Gesellschaft analysiert werden.

3.4.1 Literaturwerte

Modellierung von Rohstoffverfügbarkeit

In der Studie von Sverdrup et al. (2015b) wird mittels einer Kombination aus Hubbert's Kurven und System Dynamics Modellen die zukünftige Materialverfügbarkeit und Produktionsrate bestimmt. Dabei wird entsprechend der ursprünglichen Theorie von Hubbert für die Förderung von Erdöl angenommen, dass die Abbau von Rohstoffen zuerst exponentiell mit der Nachfrage nach einem Rohstoff zunimmt, während durch abnehmende Ausbeute und steigenden Energieaufwand der Abbau zunehmend aufwendiger wird. Dies lässt sich für Metallische Rohstoffe am Erzgehalt messen der im Falle für Kupfer von zwischen 1,5 % und 4 % um 1900 auf einen globalen Durchschnitt von 0,62 % in 2010 gefallen ist (Northey et al. 2014). Mit zunehmendem Aufwand für die Produktion der Metalle steigen sowohl die finanziellen als auch die energetischen Kosten für die Förderung. Insbesondere der Anstieg der Kosten für die Produktion der Metalle wird der treibende Faktor für steigende Recyclingraten sein (Sverdrup et al. 2015b).

Durch die Abschätzung anhand verschiedener Modelle kommen Sverdrup et al. (2015b) zu dem Schluss, dass sich die Verfügbarkeit vieler der für die heutige Gesellschaft wichtige Metalle in naher Zukunft verringern wird. Dies zeigt sich in der Auswertung der Jahre der maximalen Förderung in Tabelle 3-2 unter Annahme der verschiedenen in der Studie angewandten Modelle sowie minimaler und maximaler Einschätzungen für die vollständig abbaubaren Ressourcen (Ultimately recoverable resources, URR). Dabei muss berücksichtigt werden, dass in der Literatur die Spannweite der Werte für maximal abbaubaren Ressourcen mit hohen Unsicherheiten verknüpft ist, wie beispielsweise für Aluminium zwischen 17,9 Mrd. bis 46 Mrd. t (Sverdrup et al. 2015a) oder für Kupfer zwischen 2,2 Mrd. und 3,2 Mrd. t (Sverdrup et al. 2014)

Tabelle 3-2: Erwartetes Jahr der maximalen Förderung von Metallen (Sverdrup et al. 2015b)

Metall	Jahr der maximalen Primärproduktion		
	Pessimistisch	Durchschnitt	Optimistisch
Aluminium	2030	2130	2230
Kupfer	2032	2034	2040
Silber	2028	2034	2040
Platin	2010	2012	2025

Abschätzung von Metallbeständen

In der Studie „Metal Stocks in Society“ (UNEP 2010) werden die Metallbestände pro Kopf für einen Großteil der Industriemetalle abgeschätzt. Für die in der Arbeit betrachteten Metalle sind die angegebenen pro Kopf Bestände in Tabelle 3-3 dargestellt. Die Angabe von 13 g Silber in den höher entwickelten Ländern erscheint im Vergleich zu der Angabe von 110 g Silber pro Kopf im globalen Durchschnitt als deutlich zu niedrig. Der Wert von 13 g würde unter Annahme der globalen pro Kopf Bestände auf einen pro Kopf Bestandwert für weniger entwickelte Länder von 125 g führen. Da in der Studie zwei Quellen für die Abschätzung der Silberbestände verwendet werden und der globale pro Kopf Bestand von Silber in einer realistischen Größenordnung liegt, was Tabelle 3-4 zeigt, wird im Folgenden nur der globale Wert berücksichtigt.

Tabelle 3-3: Pro Kopf Metallbestände nach UNEP (2010)

Metall	Pro Kopf Bestand	Pro Kopf Bestand	Pro Kopf Bestand
	Global	MDC	LDC
Aluminium [kg]	80	350 - 500	35
Kupfer [kg]	35 - 55	140 - 300	30 - 40
Silber [g]	110	13	-
Platin [g]	-	1 - 3	-

Unter den angenommenen 860 Millionen Menschen in weiter entwickelten Ländern (MDC) sowie 5620 Millionen Menschen in weniger entwickelten Ländern (LDC) für das Jahr 2005 lassen sich die verfügbaren Materialbestände für die betrachteten Metalle berechnen. Für den Silberwert wird der globale Durchschnitt angenommen. Die berechneten Werte liegen durch die Berücksichtigung von Metallverlusten aus dem System dabei, bis auf den Wert für Platin, alle unter den Werten der kumulierten Primärproduktion für den Zeitraum von 1900 bis 2005. Der Platinwert liegt durch die Annahme eines Platingehaltes in Platingruppenmetallen 40,7 % geringer als der Wert nach UNEP (2010). Der Anteil von Platin in Platingruppenmetallen berechnet sich aus dem Mittelwert der Primärproduktionsdaten von Platingruppenmetallen nach USGS (2014) und der Primärproduktion von reinem Platin nach Reichl et al. (2014).

Tabelle 3-4: Berechnete globale Metallbestände nach UNEP (2010) gegenüber der globalen kumulierten Primärproduktion nach USGS (2014)

Metall	Gesamtbestand 2000 - 2006	Kumulierte Primärproduktion 2000 - 2006
	UNEP	USGS
Aluminium [Mio. t]	518	621,5 – 795,6
Kupfer [Mio. t]	220 – 347	409,6 – 495
Lithium [Mio. t]	-	5,16 – 6,85
Silber [Tsd. t]	713	872,1 – 989,3
Platin [Tsd. t]	6,48 – 19,44	3,72 – 4,84

3.4.2 Abschätzung auf Basis der Szenarienpfade

Im Folgenden werden anhand einiger vorgezogener Ergebnisse der freien Kostenoptimierung in Kapitel 4.1 sowie einer Materialoptimierung unter denselben Annahmen die Spannweite der möglichen Materialbestände abgeschätzt. Dies ermöglicht eine Einschätzung der Materialverfügbarkeiten, die eine Auswirkung auf das elektrische Energiesystem haben. Zukünftige Materialverfügbarkeiten, die über den Ergebnissen der freien Kostenoptimierung liegen, haben keinen Einfluss auf die Ergebnisse der Simulation, während zukünftige Materialverfügbarkeiten die unter den Ergebnissen der Materialoptimierung liegen zu einer Nichtlösbarkeit des Optimierungsproblems führen.

Freie Kostenoptimierung

Für die freie Kostenoptimierung werden unbegrenzte Materialbestände angenommen. Eine Restriktion des Systems erfolgt neben den CO₂ Begrenzungen nur auf Basis der Potentiale für die installierten Leistungen fluktuierender Energieträger, der solarthermisch nutzbaren Flächen sowie der Erzeugungspotentiale für Biomasse und Geothermie. Im Folgenden wird auf die Ergebnisse hinsichtlich der Materialbestände der untersuchten Metalle eingegangen, während die ausführliche Betrachtung der Simulationsergebnisse in Kapitel 4.1 erfolgt.

Für Aluminium zeigt sich eine große Spannweite der Aluminiumbestände in allen Szenariovariationen. Entscheidend für die in Abbildung 3-2 dargestellten minimalen und maximalen Aluminiumbestände sind die Annahmen hinsichtlich des spezifischen Materialbedarfs und den Investitionskosten. Für die Variante *Import* zeigen sich insbesondere für die Freileitungen Einsparungen gegenüber der regionalen Variante. Größter Faktor für die Aluminiumbestände ist der Bedarf für Photovoltaik. Dies zeigt sich auch in den technologiespezifischen Materialinventaren mit zwischen 29,7 t/MW bis 58,1 t/MW. Die geringsten Aluminiumbestände lassen sich in der Freileitungsvariante mit CSP Importen bei hohen Investitionskosten und geringen Materialintensitäten erreichen.

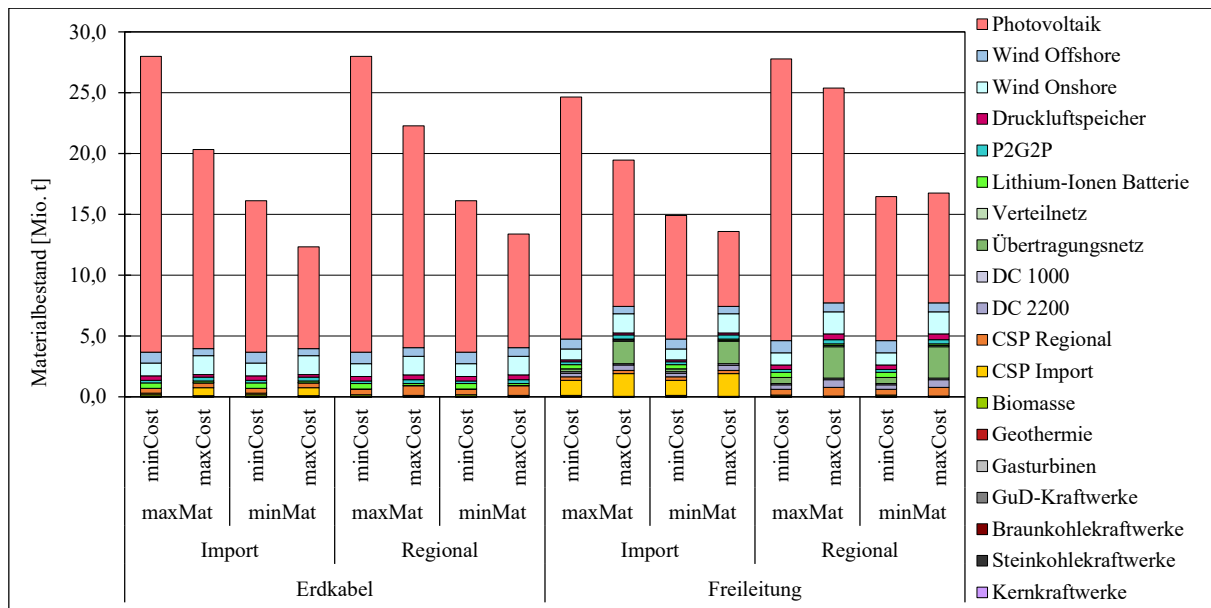


Abbildung 3-2: Aluminiumbestände in der freien kostenoptimierten Simulation für 2050 in Abhängigkeit der CSP Importe und der verwendeten Netztechnologie

Auch der Bestand an Kupfer hängt zu großen Teilen von der installierten Photovoltaikleistung im elektrischen Energiesystem ab, wie Abbildung 3-3 zeigt. Hier verteilt sich der Bestand jedoch auf deutlich mehr Technologien. Diese werden für die Erdkabelvarianten auch stark von den CSP Importen und Gleichstromleitungen zwischen den Modellknoten beeinflusst.

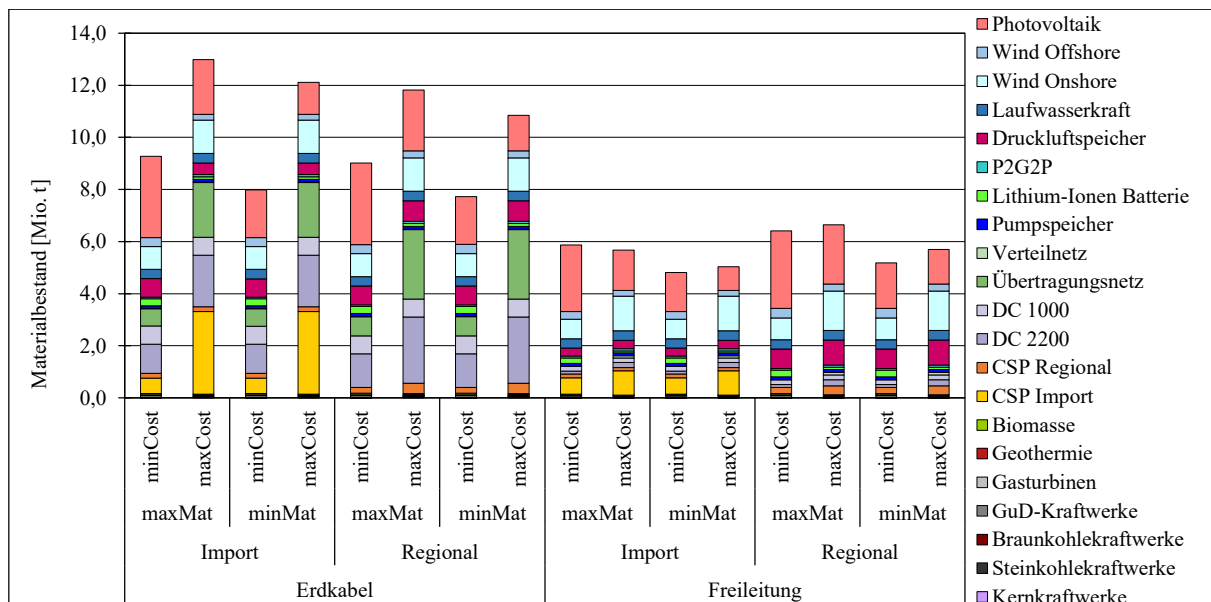


Abbildung 3-3: Kupferbestände in der freien kostenoptimierten Simulation für 2050 in Abhängigkeit der CSP Importe und der verwendeten Netztechnologie

Erwartungsgemäß wird in den Freileitungsvarianten deutlich weniger Kupfer eingesetzt als in den Varianten mit Erdkabeln. Während der Import von Strom aus solarthermischen Kraftwerken in Nordafrika in der Freileitungsvariante zu Kupfereinsparungen führt, wirkt sich der Einsatz von Erdkabeln für den Stromimport in der Kostenoptimierung negativ auf die Kupferbestände aus.

Für die kostenoptimalen Szenarienpfade kommt es im elektrischen Energiesystem zur Akkumulation großer Metallbestände, die sich auch deutlich auf die eingesetzten Metallbestände in der Gesellschaft auswirken werden. Dabei zeigt sich für Aluminium in Tabelle 3-5 ein starker Anstieg zwischen 2020 und 2040 und ein Abflachen des Anstiegs zwischen 2040 und 2050. Die relative Änderung der pro Kopf Metallbestände um 9,0 % für den unteren Wert und 17,9 % für den oberen Wert zeigt die starken Auswirkungen die, unter den Simulationsannahmen, ein Ausbau nach dem kostenoptimalen Szenarienpfaden hat. Für Kupfer in Tabelle 3-6 ist der Anstieg der Materialbestände deutlich konstanter, jedoch zeigt sich auch hier eine relative Änderung der pro Kopf Bestände für den unteren und für den oberen Wert um 8,8 % beziehungsweise 11,1 %. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Spannweite der Annahmen mit 140 kg bis 300 kg Kupfer pro Kopf bereits große Unsicherheiten beinhaltet.

Tabelle 3-5: Absolute minimale und maximale Aluminiumbestände der Kostenoptimierung für den Betrachtungszeitraum und Veränderung der pro Kopf Bestände

Jahr	Aluminiumbestand [Mio. t]		Änderung Aluminiumbestand [kg pro Kopf]	
	Minimum	Maximum	Minimum (350 kg/p.c.)	Maximum (400 kg/p.c.)
2020	2,56	5,71	+ 6,71 (+ 1,9%)	+ 14,97 (+ 3,7%)
2030	6,67	16,69	+ 17,19 (+ 4,9 %)	+ 43,01 (+ 10,8%)
2040	10,84	25,55	+ 27,72 (+ 7,9 %)	+ 65,32 (+ 16,3%)
2050	12,34	28,00	+ 31,54 (+ 9,0 %)	+ 71,56 (+ 17,9%)

Tabelle 3-6: Absolute minimale und maximale Kupferbestände der Kostenoptimierung für den Betrachtungszeitraum und Veränderung der pro Kopf Bestände

Jahr	Kupferbestand [Mio. t]		Änderung Kupferbestand [kg pro Kopf]	
	Minimum	Maximum	Minimum (140 kg/p.c.)	Maximum (300 kg/p.c.)
2020	2,07	4,25	+ 5,43 (+ 3,9 %)	+ 11,14 (+ 3,7 %)
2030	2,79	5,29	+ 7,19 (+ 5,1 %)	+ 13,63 (+ 4,5 %)
2040	3,89	9,09	+ 9,95 (+ 7,1 %)	+ 23,24 (+ 7,8 %)
2050	4,81	12,99	+ 12,29 (+8,8 %)	+ 33,20 (+ 11,1 %)

Die Änderung der pro Kopf Bestände für Platin in Tabelle 3-7 und für Silber in Tabelle 3-8 weichen gegenüber den Beständen von Aluminium und Kupfer deutlich ab. Dies liegt in erster Linie an den bisher geringen Bestandsmengen dieser Metalle in der Gesellschaft. Für Platin erfolgt der Einsatz im Rahmen der Simulationsergebnisse erst in 2050, während Silber über den kompletten Betrachtungszeitraum eingesetzt wird. Der zeitliche Verlauf des Silberbestands zeigt dabei Ähnlichkeiten mit dem Verlauf des Aluminiumbestands, bezogen auf die relative Änderung der Bestände jedoch mit bis zu 46,5 % Anstieg gegenüber dem oberen pro Kopf Bestandswert. Die Studie von Elshkaki und Graedel (2013) geht für das Jahr 2050 von einem globalen Silberbestand von 380 Mio. t aus, was bezogen auf den Bevölkerungsanteil ungefähr 15,2 Tsd. t für die Betrachtungsregion entspricht.

Tabelle 3-7: Absolute minimale und maximale Platinbestände der Kostenoptimierung für den Betrachtungszeitraum und Veränderung der pro Kopf Bestände

Jahr	Platinbestand [t]		Änderung Platinbestand [g pro Kopf]	
	Minimum	Maximum	Minimum (1 g/p.c.)	Maximum (3 g/p.c.)
2050	80,33	117,17	+ 0,21 (+ 20,5 %)	+ 0,30 (+ 10,0 %)

Tabelle 3-8: Absolute minimale und maximale Silberbestände der Kostenoptimierung für den Betrachtungszeitraum und Veränderung der pro Kopf Bestände

Jahr	Silberbestand [t]		Änderung Silberbestand [g pro Kopf]	
	Minimum	Maximum	Minimum (110 g/p.c.)	Maximum (110 g/p.c.)
2020	2.032	3.024	+ 5,33 (+ 4,8 %)	+ 7,93 (+ 7,2 %)
2030	6.593	10.797	+ 16,99 (+ 15,5 %)	+ 27,82 (+ 25,3 %)
2040	12.338	17.573	+ 31,58 (+ 28,7 %)	+ 44,72 (+ 40,7 %)
2050	16.130	20.005	+ 41,63 (+ 37,9 %)	+ 51,12(+ 46,5 %)

Materialoptimierung

Für die Abschätzung der minimal benötigten Materialien lassen sich anhand von materialoptimierenden Simulationen Rückschlüsse auf die notwendigen Metallbestände ableiten. Da im Rahmen dieser Simulationen keine Optimierung auf Kosten erfolgt, lassen die Ergebnisse nur begrenzt Rückschlüsse auf tatsächliche Systemkosten zu. Die hier betrachtete Optimierung auf Kupfer unter Verwendung von Erdkabeln sowie Optimierung auf Aluminium unter Verwendung von Freileitungen ermöglicht jedoch eine Einschätzung der unteren Grenze der benötigten Materialmengen. Abbildung 3-4 zeigt die im materialoptimierten System installieren Kraftwerkskapazitäten für das Jahr 2050, Abbildung 3-5 die bereitgestellten Energiemengen. In den Ergebnissen zeigen sich hohe Anteile an installierter Offshore Windenergie. Im Falle der Optimierung auf Aluminium kommen zudem hohe Leistungen an Geothermie in den Kraftwerksmix.

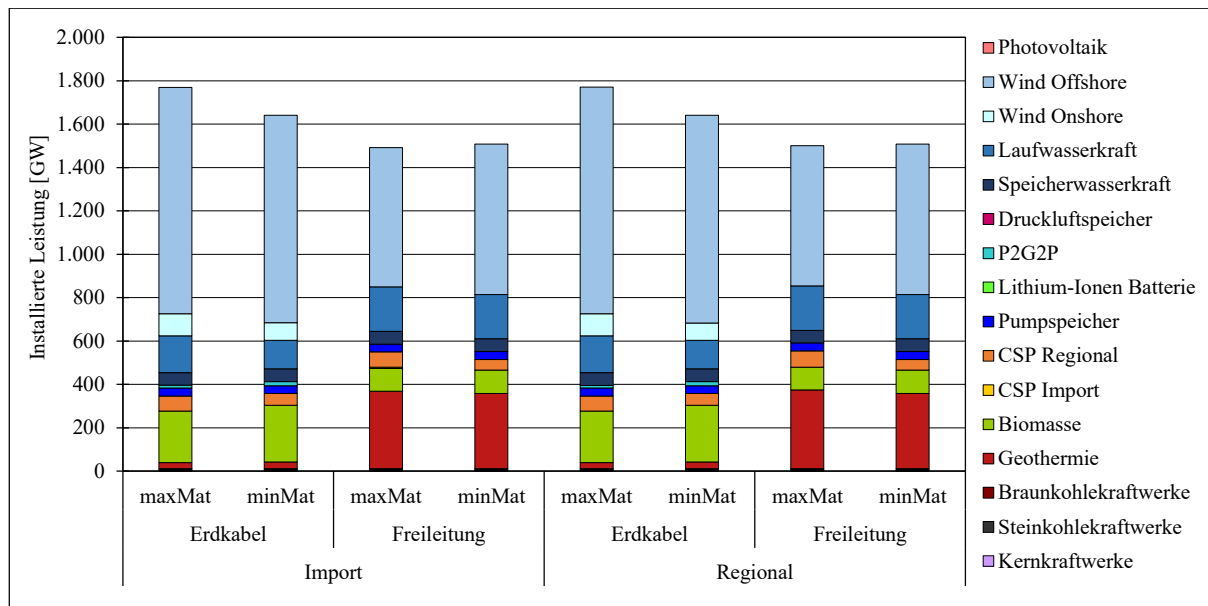


Abbildung 3-4: Installierte Erzeugungs- und Speicherkapazitäten im Jahr 2050 unter Optimierung des Aluminiumbestands bei Freileitungen und des Kupferbestands bei Erdkabeln

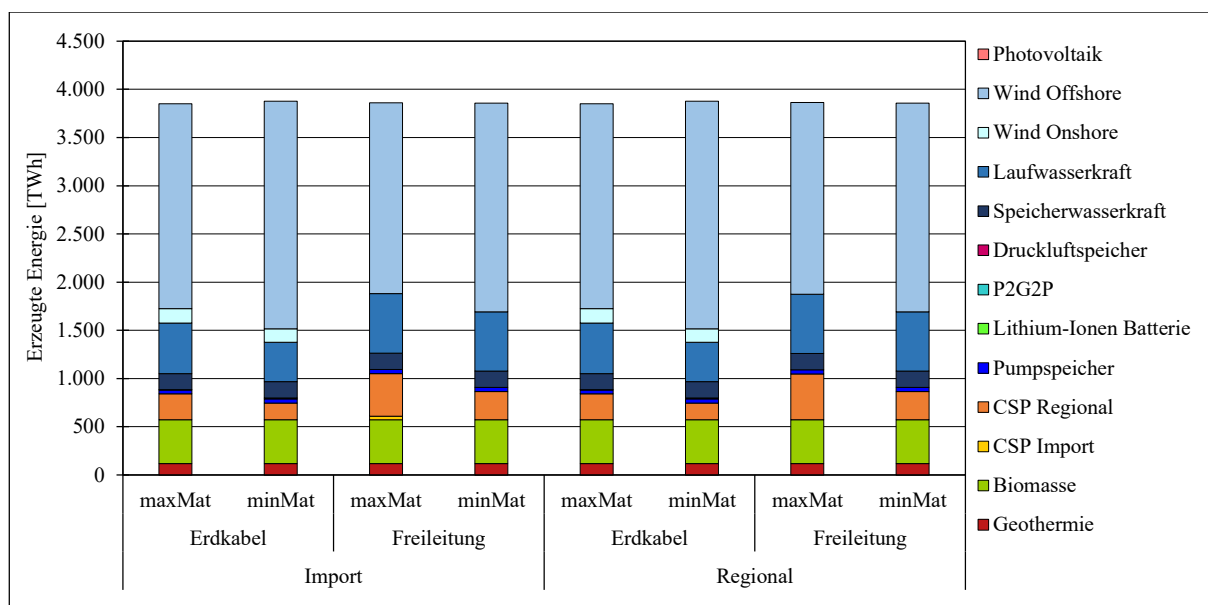


Abbildung 3-5: Energieerzeugung im Jahr 2050 unter Optimierung des Aluminiumbestands bei Freileitungen und des Kupferbestands bei Erdkabeln

Die Ergebnisse der Materialoptimierung legen dabei folgende Schlussfolgerungen nahe:

- Offshore Windenergie ist von den fluktuierenden erneuerbaren Energien aus einer Materialperspektive die bevorzugte Technologie, sowohl hinsichtlich der Minimierung von Aluminium als auch der Minimierung von Kupfer.

- Der Netzausbau innerhalb der Modellknoten wird auf ein Minimum begrenzt, was nahelegt, dass selbst aus einer wirtschaftlichen Perspektive geringfügig schlechtere Standorte für die Produktion fluktuierender erneuerbarer Energie genutzt werden sofern dies zu einer räumlichen Verteilung der Produktion führt.
- Die Abregelung großer Energiemengen aus Offshore Windenergie wird hinsichtlich der benötigten Materialien dem Zubau von regelbarer erneuerbarer Energie vorgezogen. Die Ergebnisse legen jedoch auch nahe, dass ein Anteil von 20 % bis 30 % regelbarer Erzeugung notwendig ist. Dies zeigt sich in den Erdkabelvariationen mit Kupferminimierung durch hohe Anteile Biomasse, während in der Freileitungsvariante unter Optimierung der Aluminiumbestände höhere Leistungen an Geothermie zugebaut werden.

In den an dieser Stelle nicht betrachteten Varianten der Kupferoptimierung mit Freileitungen und der Aluminiumoptimierung mit Erdkabeln zeigt sich ein massiver Netzausbau der Gleichstromübertragung. Der Zubau von Übertragungsleitungen zwischen den betrachteten Modellknoten ermöglicht dabei eine nahezu vollständige Integration der Offshore Windenergie in das System, was den relativen Materialbestand der zu optimierenden Metalle in den Windenergieanlagen sinken lässt.

Abbildung 3-6 zeigt die im materialoptimierten System notwendigen Materialbestände an Aluminium auf der linken Seite, sowie die Materialbestände an Kupfer auf der rechten Seite. Der Vergleich der Materialbestände an Kupfer gegenüber der von den Technologien erzeugten Energiemengen in Abbildung 3-5 zeigt, dass Offshore Windenergie hinsichtlich der Kupferbestände die materialeffizienteste Technologie darstellt.

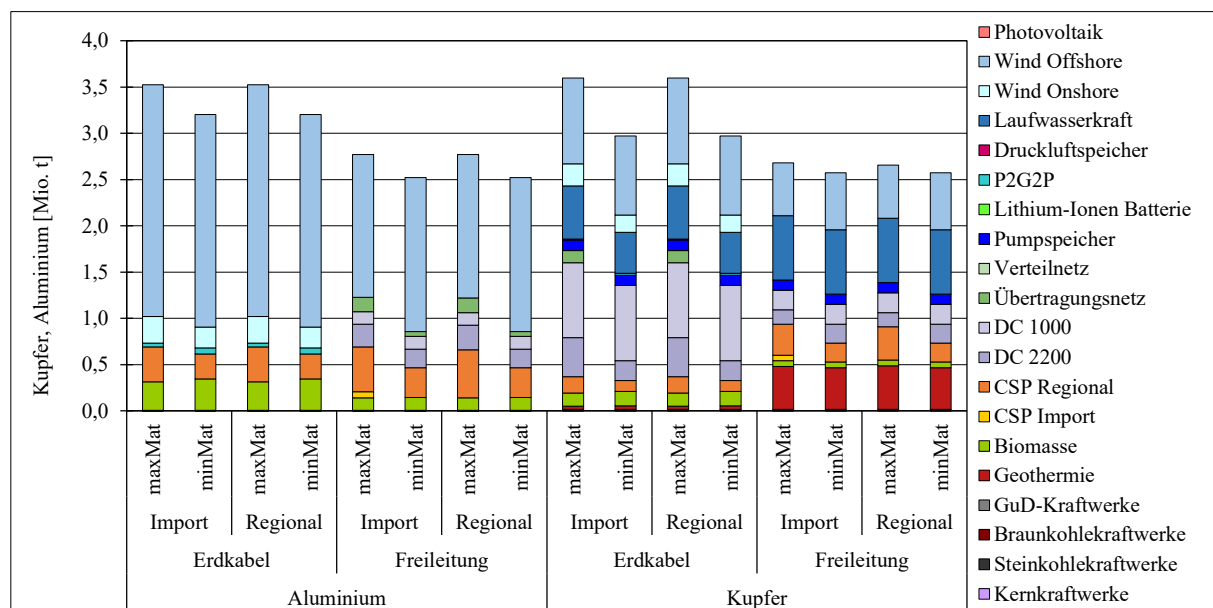


Abbildung 3-6: Minimaler Materialbestand im Jahr 2050 unter Optimierung des Aluminiumbestands bei Freileitungen und des Kupferbestands bei Erdkabeln

Für den Import von CSP aus Nordafrika zeigen sich nur in der Freileitungsvariante unter der Annahme hoher Materialintensitäten Werte für den Aluminium- und Kupferbestand. Die installierten Leistungen werden dabei nur in Italien zugebaut, aufgrund der sehr kurzen Leitungslänge der Punkt-zu-Punkt Verbindung. Für den Gesamtbestand an Aluminium und Kupfer hat dies gegenüber der regionalen CSP nahezu keinen Einfluss.

Damit ergeben sich die in Tabelle 3-9 für Aluminium und in Tabelle 3-10 für Kupfer dargestellten minimalen Materialbestände. Daraus lässt sich schließen, dass unter den gegebenen Annahmen statische Simulationen aller Parametervariationen mit Materialrestriktionen von mindestens 3,52 Mio. t Aluminium und mindestens 3,58 Mio. t Kupfer lösbar sind. Aufgrund der myopischen Modellierung muss jedoch auch berücksichtigt werden, dass in vorausgehenden Dekaden auf weniger materialeffiziente Technologien gesetzt werden kann, die sich im Jahr 2050 immer noch im System befinden können.

Tabelle 3-9: Absolute minimale und maximale Aluminiumbestände der Materialoptimierung für den Betrachtungszeitraum und Veränderung der pro Kopf Bestände

Jahr	Aluminiumbestand [Mio. t]		Änderung Aluminiumbestand [kg pro Kopf]	
	Minimum	Maximum	Minimum (350 kg/p.c.)	Maximum (400 kg/p.c.)
2050	2,52	3,52	+ 6,44 (+ 1,8 %)	+ 9,00 (+ 2,3 %)

Tabelle 3-10: Absolute minimale und maximale Kupferbestände der Materialoptimierung für den Betrachtungszeitraum und Veränderung der pro Kopf Bestände

Jahr	Kupferbestand [Mio. t]		Änderung Kupferbestand [kg pro Kopf]	
	Minimum	Maximum	Minimum (140 kg/p.c.)	Maximum (300 kg/p.c.)
2050	2,57	3,58	+ 6,57 (+ 4,7 %)	+ 9,15 (+ 3,1 %)

3.4.3 Angenommene Verfügbarkeiten für die Materialrestriktionen

Eine Unterschreitung dieser minimalen Materialbestände führt dazu, dass das Simulationsmodell nicht mehr lösbar ist, während eine Überschreitung der Materialbestände zu der kostenoptimalen Lösung ohne Restriktionen führt. Um die Effekte einer geringen Materialverfügbarkeit auf das System zu veranschaulichen, müssen die angenommenen Restriktionen hinsichtlich der Materialbestände zwischen den materialoptimalen Untergrenzen und den kostenoptimalen Obergrenzen liegen.

Die hier angenommenen Restriktionen repräsentieren damit nicht die tatsächlichen zukünftig verfügbaren Materialmengen, sondern dienen nur zur Untersuchung der Auswirkungen einer höheren Materialeffizienz im elektrischen Energiesystem. Dabei werden in zwei Fällen einerseits geringe Restriktionen hinsichtlich der Leitungsmetalle Aluminium und Kupfer und andererseits hohe Restriktionen für Aluminium, Kupfer, Silber und Platin betrachtet.

Geringe Restriktionen für Aluminium und Kupfer

Im Falle der geringen Restriktionen werden die Materialbestände des elektrischen Energiesystems für den Betrachtungszeitraum gemäß Tabelle 3-11 angenommen. Die Werte für das Jahr 2050 orientieren sich an den Minimalwerten der Bestände für die kostenoptimierten Simulationen, die auch in etwa der Hälfte der Maximalbestände entsprechen. Dies ermöglicht eine Abschätzung einer gemäßigten Materialrestriktion, wie es bei einer politischen Vorgabe einer höheren Materialeffizienz der elektrischen Energieerzeugung oder leicht steigender Rohstoffpreise der Fall sein könnte.

Tabelle 3-11: Angenommene verfügbare Materialbestände an Aluminium und Kupfer für die Kostenoptimierung unter geringen Restriktionen

Jahr	Aluminiumbestand	Kupferbestand
	[Mio. t]	[Mio. t]
2020	6,0	3,5
2030	8,0	4,7
2040	11,0	5,5
2050	14,0	6,0

Hohe Restriktionen für Aluminium, Kupfer, Silber und Platin

Die Materialbestände der hohen Restriktionen in

Tabelle 3-12 unterschreiten im Jahr 2050 alle die Minimalbestände in der freien Kostenoptimierung. Diese Variante repräsentiert starke Restriktionen durch Verknappungen auf den Rohstoffmärkten oder stark steigender Rohstoffpreise.

Tabelle 3-12: Angenommene verfügbare Materialbestände an Aluminium, Kupfer, Platin und Silber für die Kostenoptimierung unter hohen Restriktionen

Jahr	Aluminiumbestand	Kupferbestand	Platinbestand	Silberbestand
	[Mio. t]	[Mio. t]	[t]	[t]
2020	5,0	3,0	30,0	1.600
2030	7,0	3,6	38,0	2.300
2040	9,0	4,1	45,0	2.800
2050	10,0	4,5	50,0	3.200

3.5 Auswirkungen der angenommenen Werte auf globaler Ebene

Für eine globale Betrachtung werden die notwendigen globalen Materialbestände auf Basis der Änderungen der pro Kopf Materialbestände des Betrachtungsgebiets und der angenommenen Bevölkerungsentwicklung nach UN (2015) berechnet. Diese Größe beschreibt den notwendigen Materialbestand für die globale vollständige Vermeidung von CO₂ Emissionen. Unter der Annahme einer konstanter Metallprimärproduktionen des Jahres 2013 (USGS 2014) ergibt sich für die Bereitstellung der notwendigen Materialmenge die in Tabelle 3-13 angegebene Anzahl an Produktionsjahren der jeweiligen Metalle. Für die maximalen Werte der freien Kostenoptimierung ergeben sich für Aluminium, Kupfer sowie Platin jeweils zwischen 14,6 und 17,6 Jahren, während die benötigte Produktionsdauer für Silber bei 19,2 Jahren liegt. Diese Werte lassen sich unter den angenommenen Materialrestriktionen für geringe Restriktionen halbieren und für hohe Restriktionen auf ein Drittel reduzieren. Für Silber wird der Bestand auf etwa ein Sechstel reduziert.

Tabelle 3-13: Produktionsjahre für die Bereitstellung der global benötigten Materialmengen unter Annahme der Metallprimärproduktion 2013

Produktionsjahre Szenario	Aluminium [a]	Kupfer [a]	Platin [a]	Silber [a]
Freie Optimierung	14,62	17,64	15,92	19,20
Geringe Restriktionen	7,31	8,15	nicht limitiert	nicht limitiert
Hohe Restriktionen	5,22	6,11	6,79	3,07

Die Auswirkungen auf die globalen Reserven in Tabelle 3-14 sind insbesondere für Kupfer und Silber sehr hoch. Eine Bereitstellung der globalen Materialbestände auf Basis der pro Kopf Bestände im Betrachtungsgebiet führt in der freien Kostenoptimierung zur fast vollständigen Verwendung der derzeit technisch und wirtschaftlich abbaubaren Silbervorkommen. Gegenüber der Studie von Elshkaki und Graedel (2013) die von einem Silberbestand von 380 Tsd. t in Photovoltaik und CSP ausgeht schätzen Grandell und Thorenz (2014) den jährlich verfügbaren Anteil der Silberproduktion für Photovoltaik und CSP auf jeweils 2 % und im optimistischen Fall auf 5 % ein. Dies unterschreitet die hier angenommenen 15,3 % Anteil der Reserven im Fall der hohen Restriktionen.

Tabelle 3-14: Anteil der global benötigten Materialmengen an den globalen Reserven

Anteil an Reserven Szenario	Aluminium [-]	Kupfer [-]	Platin [-]	Silber [-]
Freie Optimierung	-	46,79 %	10,83 %	95,61 %
Geringe Restriktionen	-	21,61 %	nicht limitiert	nicht limitiert
Hohe Restriktionen	-	16,21 %	4,62 %	15,30 %

Während technisch und wirtschaftlich abbaubaren Reserven über die Zeit noch steigen können, sind die Ressourcen eine bessere Größe für die Abschätzung über lange Zeiträume (Tilton und Lagos 2007; Gordon et al. 2007). Jedoch zeigen sich auch hinsichtlich der Ressourcen in Tabelle 3-15 für Kupfer und Silber hohe Anteile, welche für die Materialbestände zur elektrischen Energieerzeugung verwendet werden.

Tabelle 3-15: Anteil der global benötigten Materialmengen an den globalen Ressourcen

Anteil an Ressourcen Szenario	Aluminium [-]	Kupfer [-]	Platin [-]	Silber [-]
Freie Optimierung	-	17,94 %	7,15 %	29,14 %
Geringe Restriktionen	-	8,28 %	nicht limitiert	nicht limitiert
Hohe Restriktionen	-	6,21 %	3,05 %	4,66 %

Offene Fragestellungen

- Inwiefern lassen sich abrupte Änderungen an den Materialverfügbarkeiten, beispielsweise durch Exportrestriktionen in Ländern mit hohen Anteilen an der Weltjahresproduktion, für die Einschätzung der Auswirkungen miteinbeziehen?
- Welche Korrelationen bestehen zwischen den Investitionskosten und den Materialintensitäten? Überwiegt zukünftig die Reduktion von kostenintensiven Materialien, wie Silber in der Photovoltaik, oder führt eine Steigerung der Produktion zu einem Anstieg der Materialpreise und damit der Investitionskosten?
- Wie realistisch ist eine Abschätzung der globalen Materialbestände auf Basis des Betrachtungsgebiets? Welche regionalen Unterschiede bestehen hinsichtlich der benötigten Materialbestände?

4 Ergebnisse

Im folgenden Abschnitt werden die Simulationsergebnisse der freien Kostenoptimierung sowie der zwei Variationen mit geringen und hohen Materialrestriktionen ausgewertet und untereinander verglichen. Dies geschieht unter Berücksichtigung der installierten Leistungen, erzeugten und abgeregelten Energiemengen und Materialbestände. Die Ergebnisse können im Rahmen der Arbeit nicht in allen Details vollständig betrachtet werden, sind jedoch in Anhang C: Simulationsergebnisse der Arbeit angehängt.

4.1 Freie Kostenoptimierung

Die Freie Kostenoptimierung entspricht dem Referenzfall, bei dem im Rahmen der einzelnen Szenarienpfade nur die Systemkosten in die Zielfunktion eingehen. Diese setzen sich aus den annuitätischen Kosten des installierten Kraftwerksparks sowie neu zugebauter Kraftwerke zuzüglich Betriebskosten und variablen Kosten zusammen. Durch die myopische Modellierung haben gegenüber dem Greenfield Ansatz auch die vorausgegangen Jahre Einfluss auf die Ergebnisse.

Abbildung 4-1 stellt die Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten über den Betrachtungszeitraum von 2020 bis 2050 für geringe Investitionskosten dar. Dabei zeigt sich ein deutlicher Anstieg der installierten Kapazitäten fluktuierender erneuerbarer Energieträger, während sich die Bestände der konventionellen Kraftwerke durch die Kraftwerkssterbelinie und das CO₂ Limit über die Dekaden verringern.

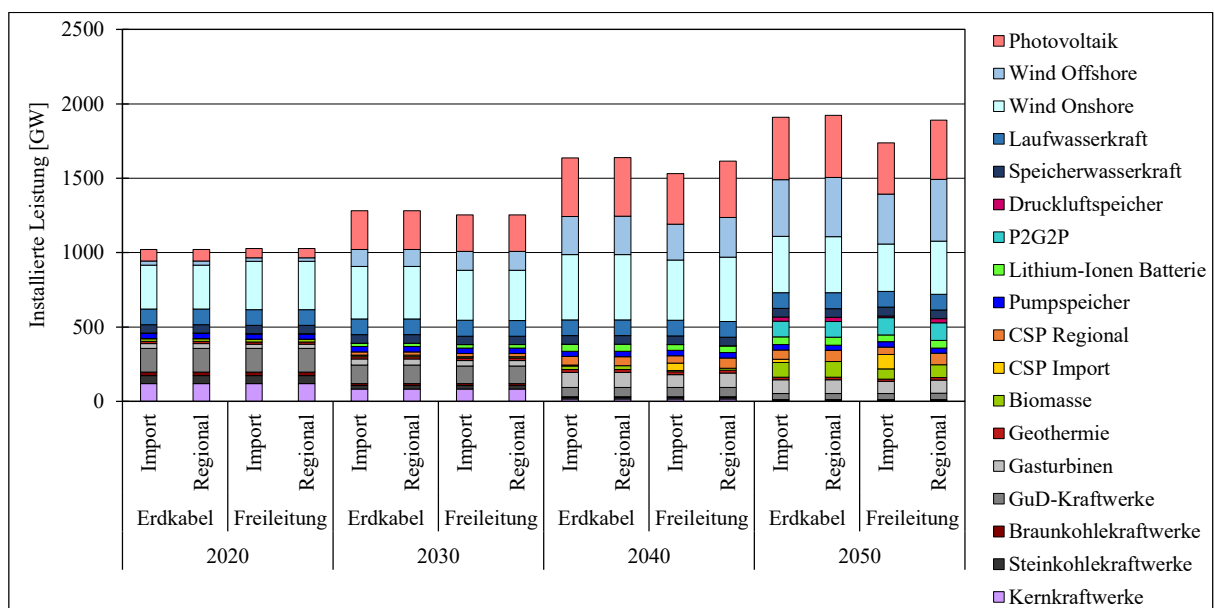


Abbildung 4-1: Entwicklung der installierten Kraftwerkskapazitäten über den Betrachtungszeitraum unter Annahme niedriger Investitionskosten

Bei den fluktuierenden erneuerbaren Kapazitäten zeigt sich eine ausgeglichene Verteilung der installierten Leistungen auf Offshore und Onshore Windenergie sowie Photovoltaik. Strom aus solarthermischen Kraftwerken in der EU wird in geringen Leistungen bereits 2030 und in größeren Leistungen von bis zu 70 GW im Jahr 2040 in das System integriert. Der Import von solarthermischem Strom ist im Modell der freien Kostenoptimierung nur mit Freileitungen in den Jahren 2040 und 2050 sowie mit Erdkabeln in 2050 wirtschaftlich. Gegenüber den Lithium-Ionen Speichern die bereits 2040 zugebaut werden, kommen die anderen Speichertechnologien P2G2P und adiabate Druckluftspeicher erst 2050 dazu.

Die Betrachtung der installierten Kraftwerkskapazitäten unter Annahme hoher Investitionskosten in Abbildung 4-2 zeigt ein ähnliches Bild. Während die Ergebnisse für 2020 und 2030 nahezu identisch sind, kommt es ab 2040 zu Veränderungen an den installierten Leistungen. In den fluktuierenden Energieträgern überwiegt die Onshore Windenergie deutlich. Im Vergleich zu den kostenoptimalen Szenarienpfaden mit geringen Investitionskosten kommen größere Leistungen an solarthermischer Stromerzeugung in das System, sowohl regional als auch in Form von Importen. Diese ersetzen teilweise die Kraftwerkskapazitäten von Biomasse und verringern die installierte Leistung von Lithium-Ionen Speichern, während die installierte Leistung für P2G2P im Jahr 2050 geringfügig steigt.

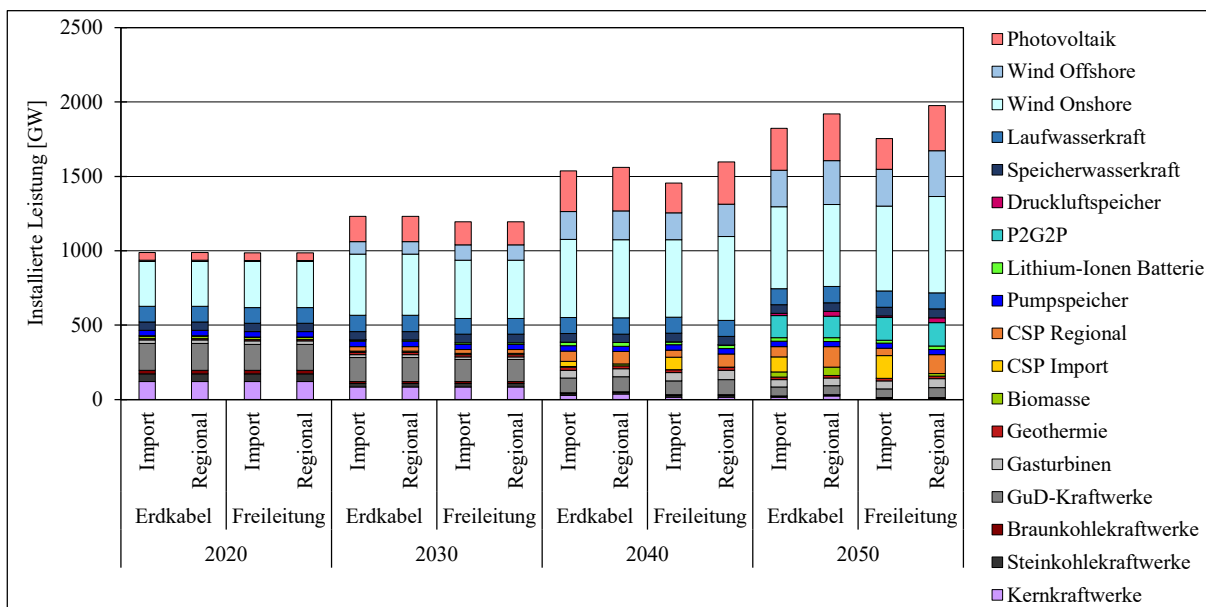


Abbildung 4-2: Entwicklung der installierten Kraftwerkskapazitäten über den Betrachtungszeitraum unter Annahme hoher Investitionskosten

In die bereitgestellten Energiemengen, in Abbildung 4-3 für niedrige Investitions- und Brennstoffkosten und Abbildung 4-4 für hohe Investitions- und Brennstoffkosten, zeigen sich ebenfalls die Verschiebungen hinsichtlich der Offshore Windenergie und den anderen fluktuierenden Energieträgern sowie die Verschiebungen zwischen solarthermischer Stromerzeugung und Biomasse. Darüber hinaus werden durch die hohen Brennstoffkosten für die konventionelle Erzeugung nahezu ausschließlich GuD-Kraftwerke eingesetzt.

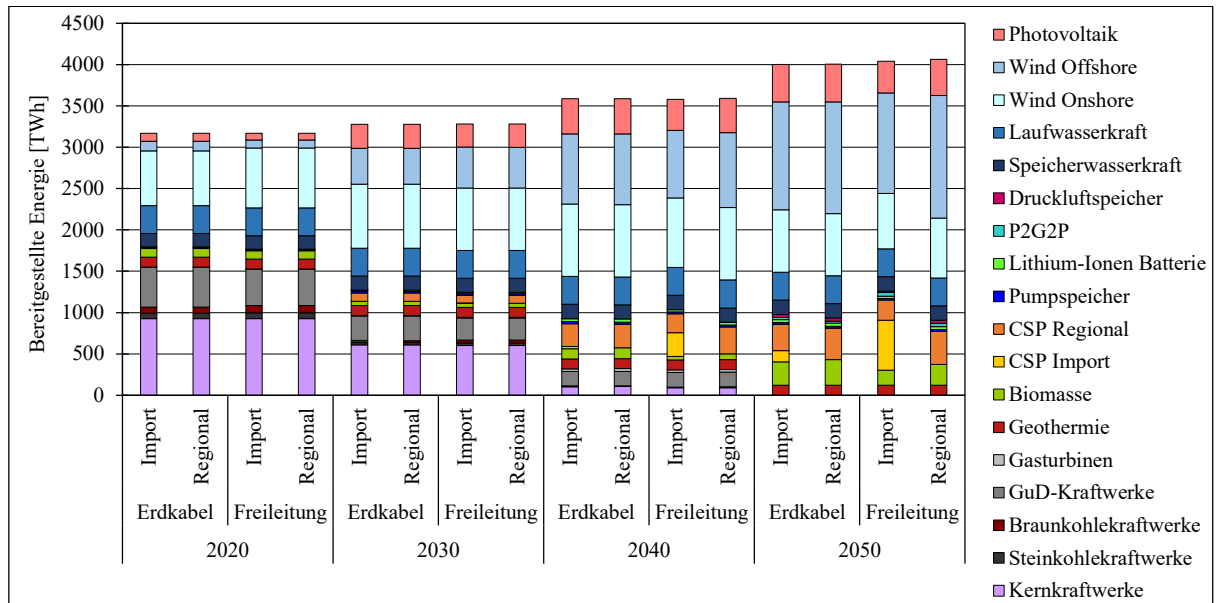


Abbildung 4-3: Entwicklung der bereitgestellten Energiemengen über den Betrachtungszeitraum unter Annahme niedriger Investitionskosten

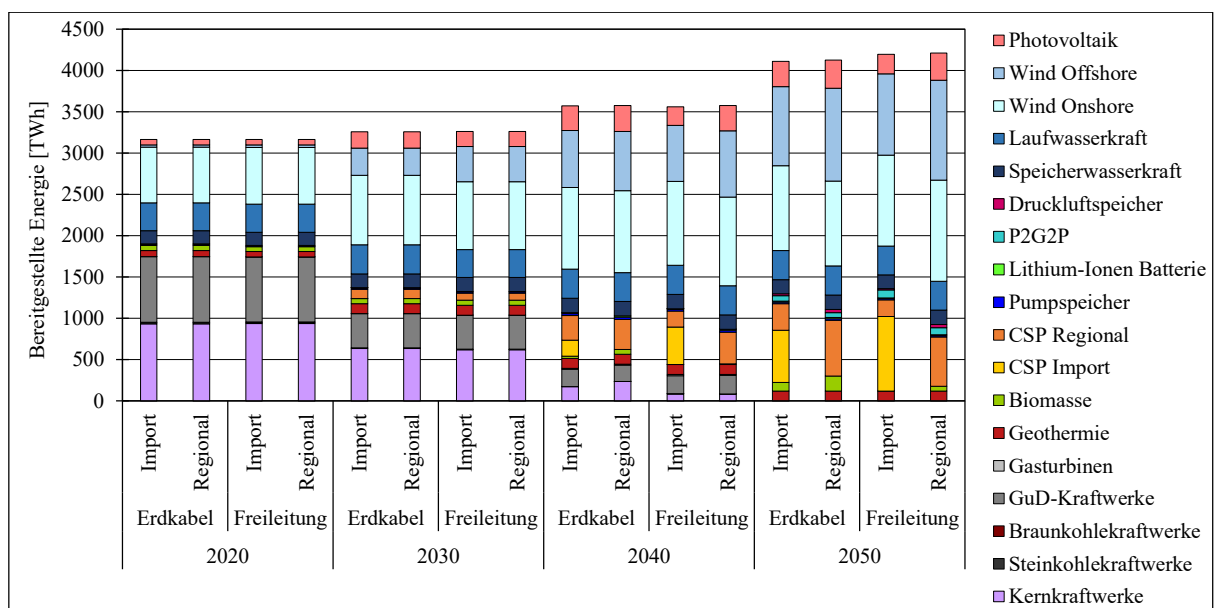


Abbildung 4-4: Entwicklung der bereitgestellten Energiemengen über den Betrachtungszeitraum unter Annahme hoher Investitionskosten

Die in den jeweiligen Jahren zugebauten Übertragungsleitungen sind stark von den angenommenen Investitionskosten für fluktuierende Energieträger abhängig, dies zeigt sich in Abbildung 4-5 im direkten Vergleich der niedrigen und hohen Investitionskosten für den Netzzubau in den Simulationsjahren 2040 und 2050. Größere Austauschkapazitäten zwischen den Modellknoten und Kapazitäten für die gleichzeitige Einspeisung fluktuierender Energieträger ermöglichen eine bessere Integration in das System. Für den Import von CSP zeigen sich deutliche Anstiege hinsichtlich der gesamt zugebauten Leistungskilometer, während die Übertragungsnetze und Gleichstromübertragungsleitungen geringer ausfallen.

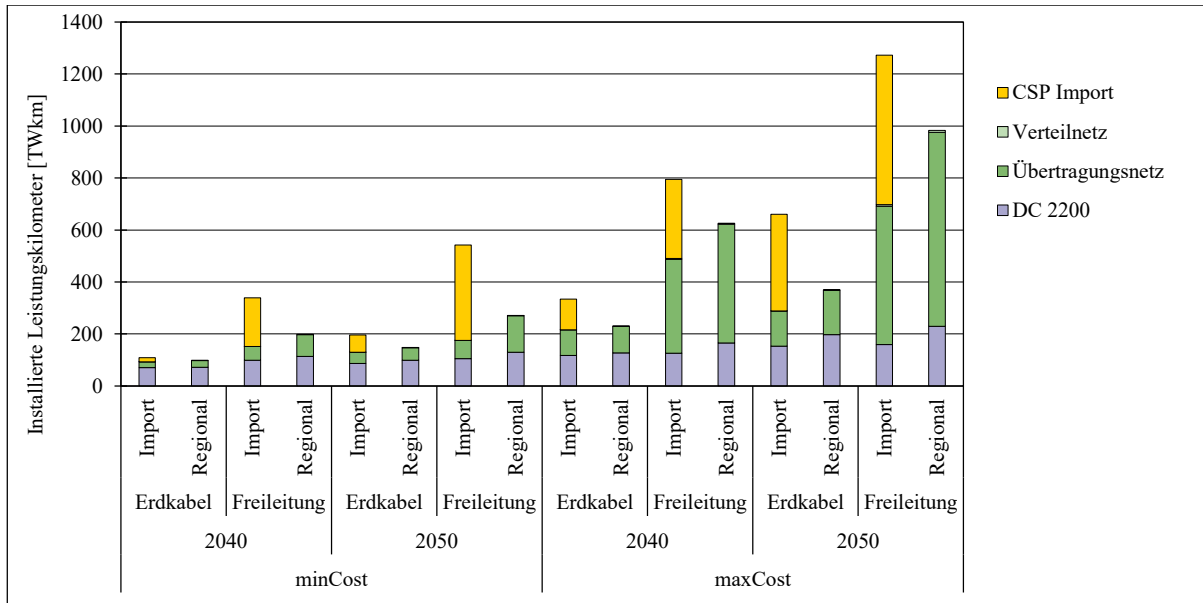


Abbildung 4-5: Installierte Leistungskilometer in der freien Kostenoptimierung für die Jahre 2040 und 2050 unter Annahme niedriger und hoher Investitionskosten

Während die Abregelung für die ersten zwei Simulationsjahre 2020 und 2030 in allen Fällen unter 50 TWh/a liegt, kommt es durch die höheren Anteile fluktuierender Energieträgern in 2040 und 2050 zu einem deutlichen Anstieg auf bis zu 230 TWh. Abbildung 4-6 zeigt dies sowohl für geringe als auch hohe Investitionskosten. Auch hier zeigen sich für die Variationen mit Importen von solarthermischem Strom in einigen Variationen geringere abgeregelte Energiemengen. Trotz der vollständigen Vermeidung von CO₂ Emissionen kommt es nur für das Erdkabelszenario bei geringen Kosten zu einem Anstieg der abgeregelten Energiemengen, dies lässt sich in erster Linie durch die zugebauten Gleichstromleitungen erklären.

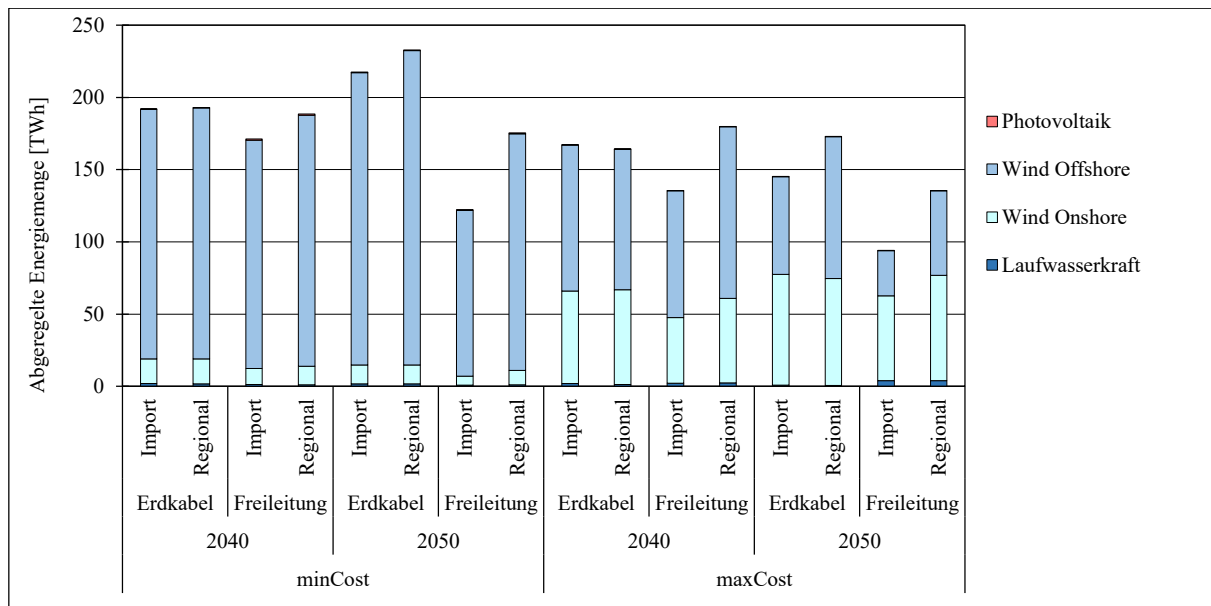


Abbildung 4-6: Abregelung der fluktuierenden Energieträger in der freien Kostenoptimierung für die Jahre 2040 und 2050

Die Summe aller im System eingesetzten Materialien in Abbildung 4-7 und Abbildung 4-8 unterscheidet sich in den Variationen der eingesetzten Netztechnologie nur gering. Es zeigt sich zwar ein geringer Anstieg der Materialsummen für die CSP Importe, deutlich mehr Einfluss haben jedoch die Parametervariationen in den Kosten und Materialannahmen. Im Vergleich zu den geringen Investitionskosten und hohen Materialintensitäten zeigt die Variation mit hohen Investitionskosten und geringen Materialintensitäten einen Anstieg in der gesamten Materialsumme um etwa 20 %.

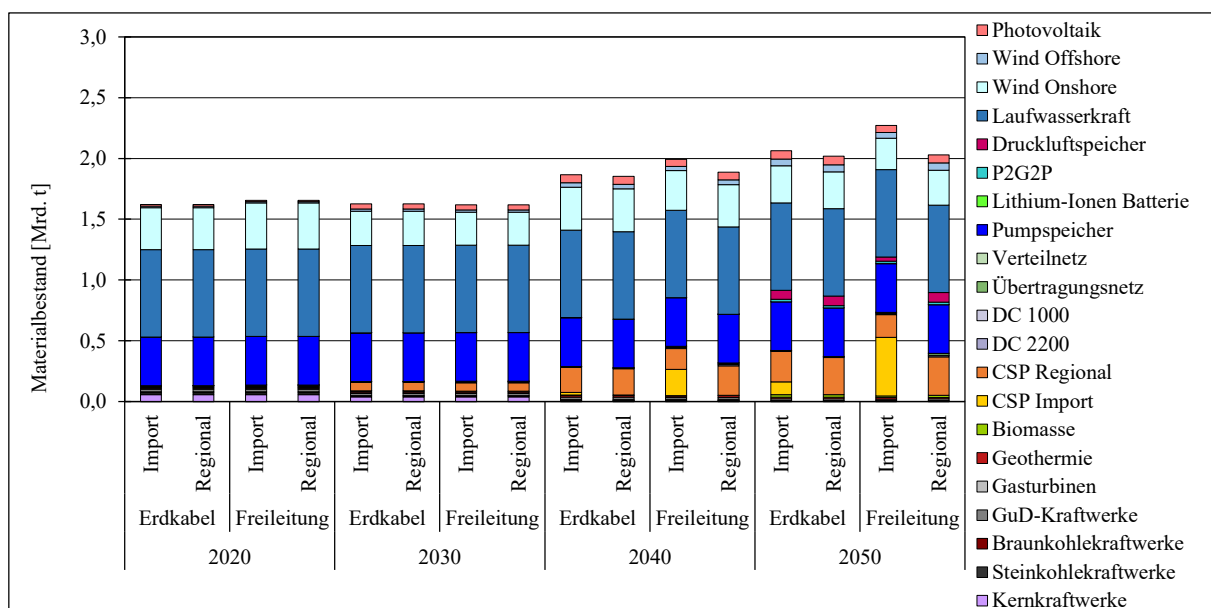


Abbildung 4-7: Entwicklung des gesamten Materialbestands über den Betrachtungszeitraum unter Annahme niedriger Investitionskosten und hoher Materialintensitäten

Bezogen auf den gesamten Materialbestand entfallen im Jahr 2050 für die Varianten mit CSP Importen durchschnittlich 72,4 % auf Beton, 14,2 % auf Stahl und 7,2 % auf die Mischung von Natriumnitrat und Kaliumnitrat, welche in solarthermischen Kraftwerken für die thermische Energiespeicherung eingesetzt wird. Die Werte für regionale CSP liegen mit 74,8 % für Beton, 14,2 % Stahl und 5,1 % für Speichersalze in einer ähnlichen Größenordnung.

Ein Großteil der Gesamtsumme entfällt dabei auf die bereits bestehenden Laufwasserkraftwerke und Pumpspeichieranlagen. Weitere große Einflussfaktoren sind Onshore Windenergieanlagen durch den hohen leistungsspezifischen Bedarf an Beton und Stahl sowie CSP Kraftwerke durch die benötigten Mengen an Beton und Speichersalz.

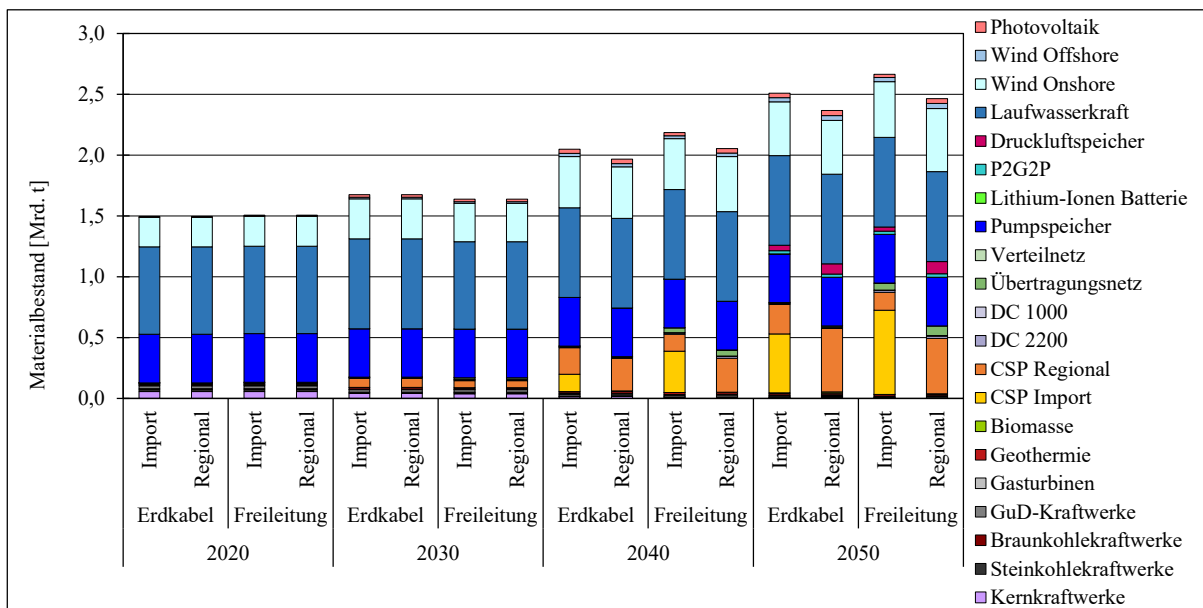


Abbildung 4-8: Entwicklung des gesamten Materialbestands über den Betrachtungszeitraum unter Annahme hoher Investitionskosten und niedriger Materialintensitäten

Wird nur die Entwicklung der Bestände an Technologiemarkaterialien betrachtet zeigt sich in Abbildung 4-9 ein deutlicher Anstieg für hohe Investitionskosten und geringer Materialintensitäten beziehungsweise in Abbildung 4-10 für geringe Investitionskosten und hohe Materialintensitäten. Dabei bestehen deutliche Unterschiede in den Aluminiumsummen was zum größten Teil auf Photovoltaik und Windenergie zurückzuführen ist. Für Aluminium zeigen sich im Gegensatz zu den Kupferbeständen nur sehr geringe Unterschiede zwischen den verwendeten Netztechnologien. Der Import von Strom aus solarthermischen Kraftwerken führt für die Freileitungsvariationen zu leichten Einsparungen hinsichtlich der Technologiemetalle, während die Werte für Erdkabel fast identisch sind und es sogar zu geringfügig höheren Beständen in den CSP Import Szenarien kommt.

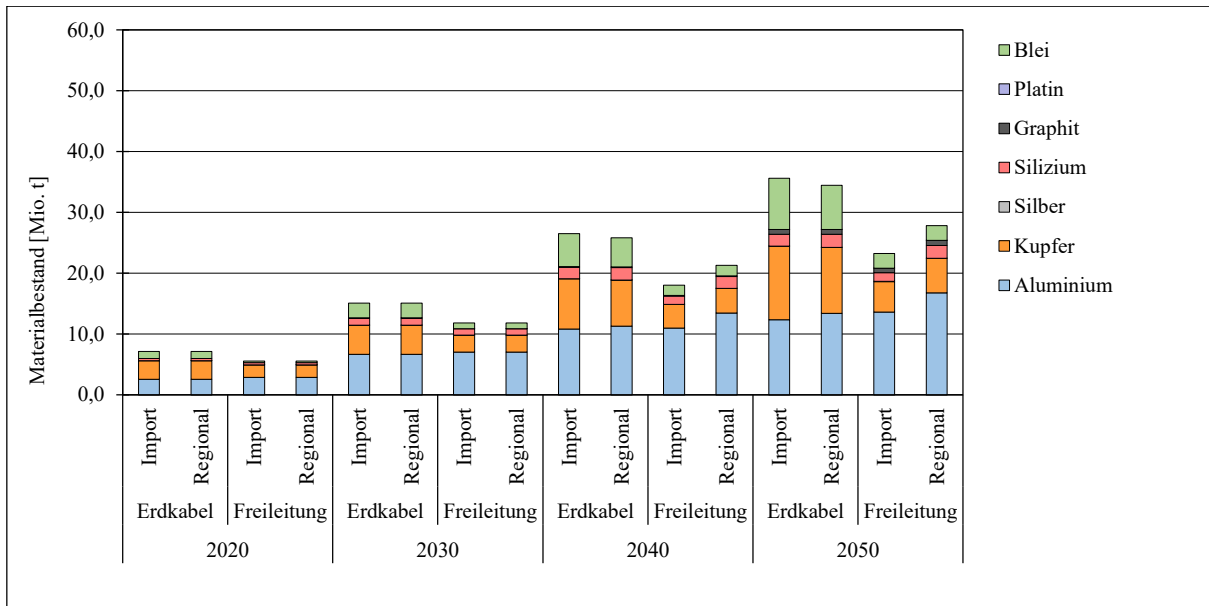


Abbildung 4-9: Entwicklung der Technologiemarktmateriale über den Betrachtungszeitraum unter Annahme hoher Investitionskosten und niedriger Materialintensitäten

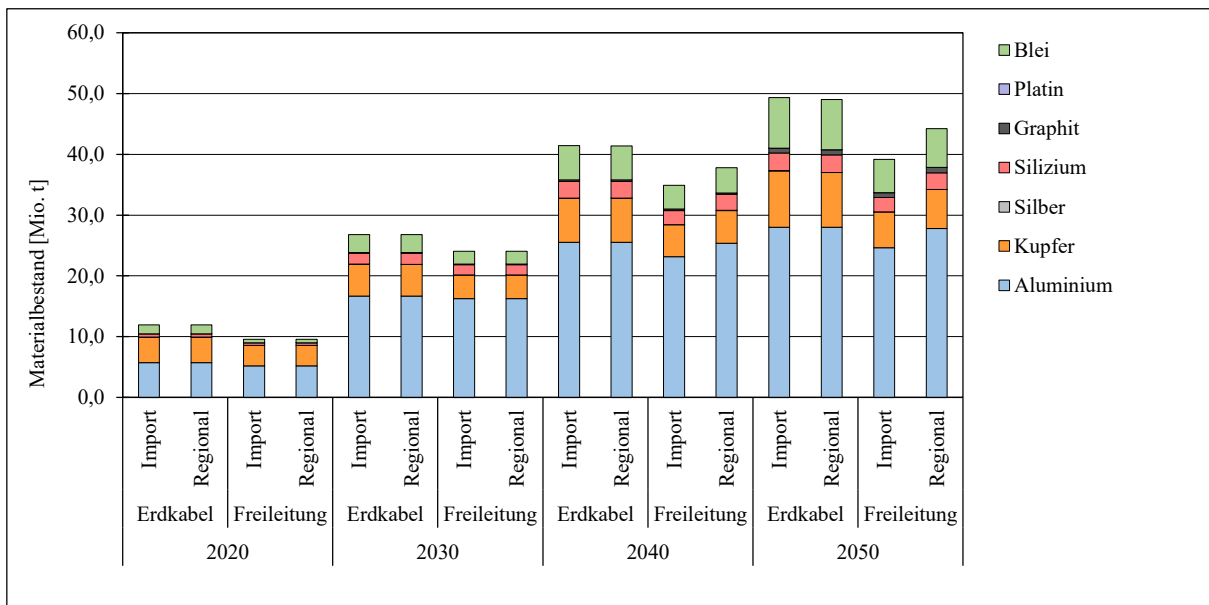


Abbildung 4-10: Entwicklung der Technologiemarktmateriale über den Betrachtungszeitraum unter Annahme niedriger Investitionskosten und hoher Materialintensitäten

4.2 Kostenoptimierung unter geringen Materialrestriktionen

Im Folgenden werden die Änderungen der Simulationsergebnisse gegenüber der freien Kostenoptimierung in Kapitel 4.1 betrachtet. Dies geschieht unter den in Kapitel 3.4.3 abgeschätzten Materialverfügbarkeiten für geringe Materialrestriktionen.

Abbildung 4-11 zeigt die Bestände der Technologiemarktmaterialien für geringe Investitionskosten und hohe Materialintensitäten. Dabei wird in den Erdkabelvarianten das Limit für Kupfer in den Jahren 2040 und 2050 erreicht. Sowohl die Erdkabel als auch die Freileitungen sind in den Jahren 2020 und 2030 durch Aluminium limitiert. Für Erdkabel wird in 2050 durch den Rückgang des PV Bestands das Aluminiumlimit wieder unterschritten.

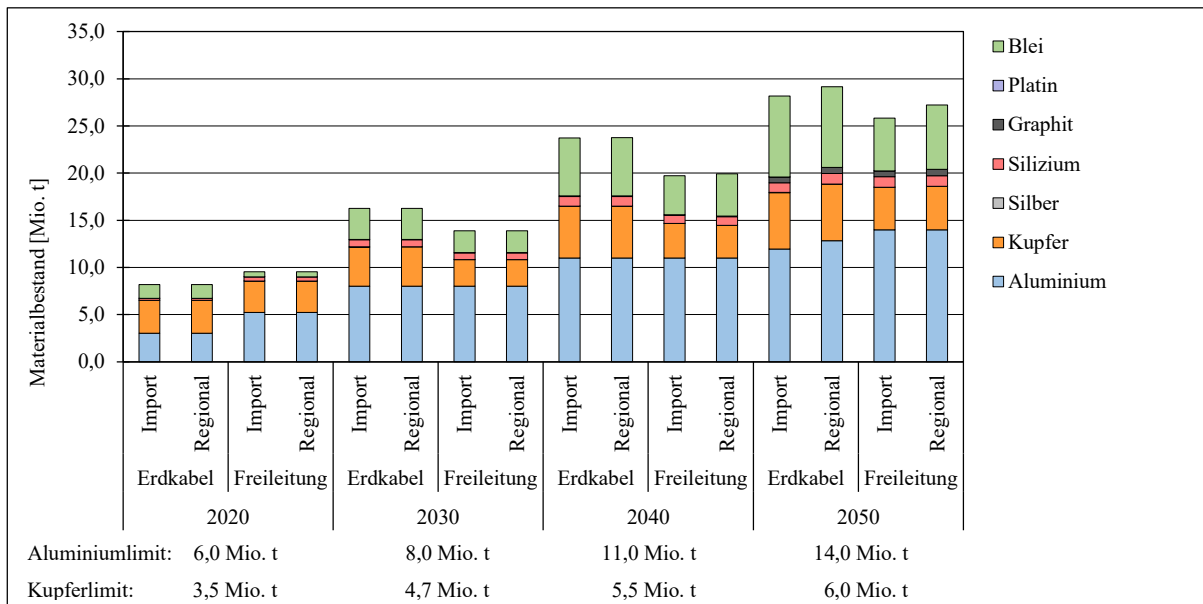


Abbildung 4-11: Entwicklung der Technologiemarktmaterialbestände unter Annahme geringer Restriktionen, niedriger Investitionskosten sowie hoher Materialintensitäten

Demgegenüber wird in der Variante mit hohen Investitionskosten und geringen Materialintensitäten, die in der freien Kostenoptimierung die geringsten Materialbestände aufweist, das Limit für Aluminium nur in der regionalen Freileitungsvariante in den Jahren 2040 und 2050 erreicht. Abbildung 4-12 zeigt darüber hinaus, dass die Kupferlimits zwischen 2030 und 2050 in allen Erdkabelvarianten erreicht werden.

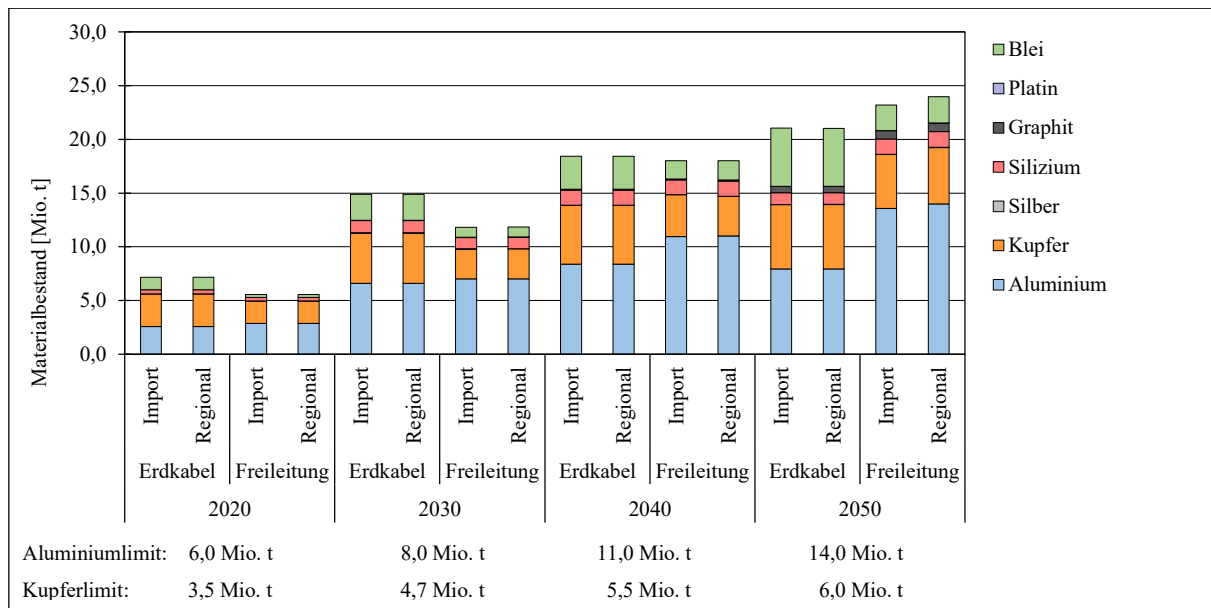


Abbildung 4-12: Entwicklung der Technologiemarktbestände unter Annahme geringer Restriktionen, hoher Investitionskosten sowie niedriger Materialintensitäten

Hinsichtlich der Änderungen der installierten Leistungen gegenüber der freien Kostenoptimierung zeigen sich in Abbildung 4-13 im Fall der geringen Investitionskosten deutliche Reduktionen der Photovoltaikleistungen und Kapazitäten der Lithium-Ionen Batterien. Diese Leistungen werden vor allem durch Offshore Windenergie, Biomasse und regionale solarthermische Kraftwerke ersetzt. In den Varianten mit Freileitungen erhöhen sich neben den Kapazitäten der regionalen solarthermischen Kraftwerke auch die CSP Stromimporte.

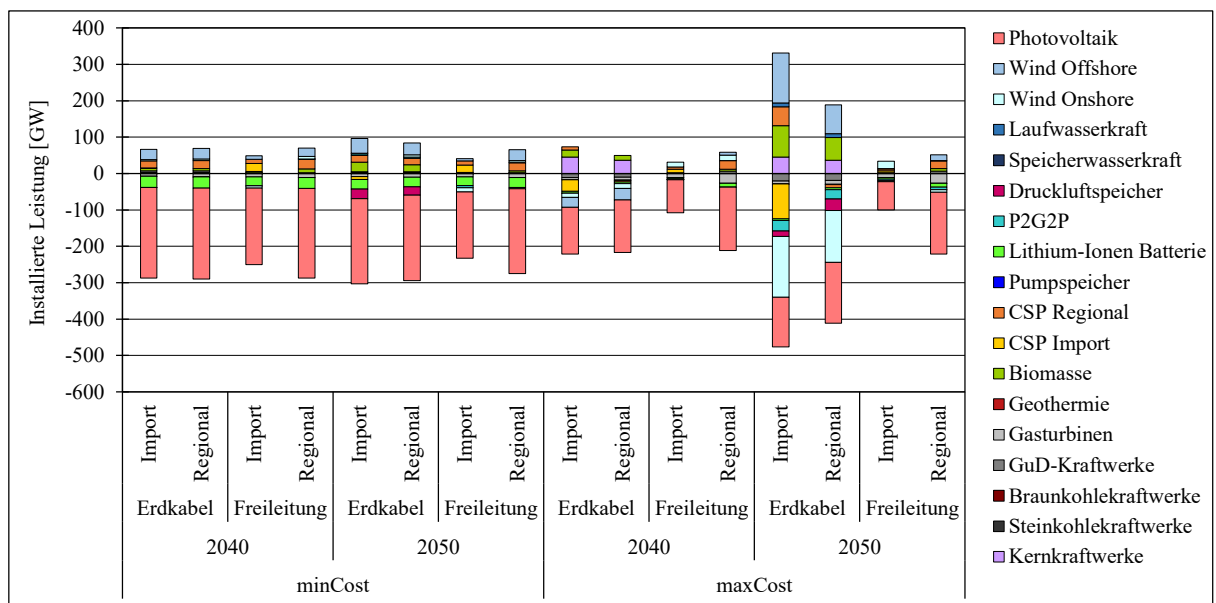


Abbildung 4-13: Änderung der installierten Leistungen für geringe Materialrestriktionen gegenüber der freien Kostenoptimierung für hohe Materialintensitäten

Unter Annahme von hohen Investitionskosten zeigen sich deutlich Änderungen, wie der zusätzliche Ausbau von Kernkraftwerken und Biomasse in 2040 bei gleichzeitig geringerer installierter Leistung von Onshore und Offshore Windenergie. Für die Simulationsergebnisse in 2050 mit Erdkabeln tritt dieser Effekt noch deutlich ausgeprägter auf. Gegenüber der freien Kostenoptimierung kommt es zu starken Verschiebungen von Onshore Windenergie zu Offshore Windenergie. Ebenfalls werden Anteile der Leistungen von CSP Importen durch regionale CSP Kraftwerke ersetzt und es tritt ein verstärkter Ausbau von Biomasse ein. Die Installation von Kernenergie trotz sehr hoher Kosten legt daher nahe, dass durch die Kombination aus Rückgang der Bestandskraftwerke von Kernenergie in 2040 und der Limitierung von Kupfer unter den gegebenen Annahmen kein kostengünstiger Netzausbau zur Integration fluktuierender erneuerbarer Energien erfolgen kann.

Abbildung 4-14 zeigt die Unterschiede die sich in den bereitgestellten Energiemengen gegenüber der freien Kostenoptimierung ergeben. Dabei zeigt sich dass die Reduktion von fluktuierende erneuerbare Energie in allen Variationen durch die Erhöhung von regelbaren Energieträgern ausgeglichen wird. Dies hängt zum einen damit zusammen, dass Biomasse relativ geringe Materialbestände hinsichtlich der nicht-energetisch genutzten Rohstoffe benötigt, zum anderen deutet jedoch der zusätzlich gestiegene Einsatz von regionaler CSP auf die Notwendigkeit größerer Anteile an regelbarer Energie hin.

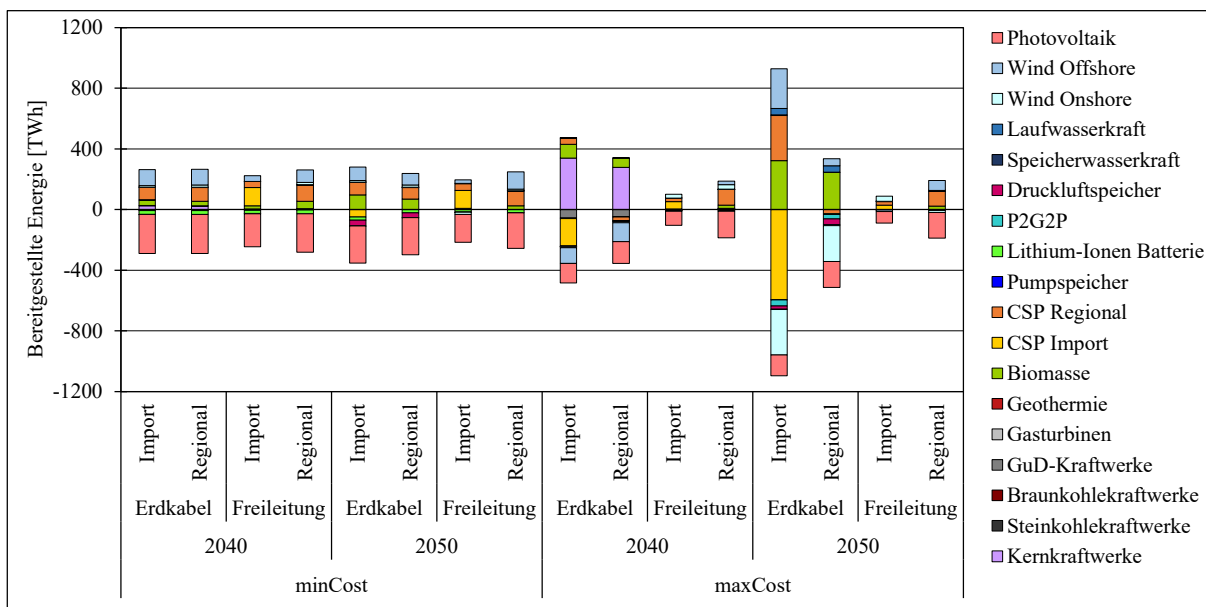


Abbildung 4-14: Änderung der bereitgestellten Energiemengen für geringe Materialrestriktionen gegenüber der freien Kostenoptimierung für hohe Materialintensitäten

Wie Abbildung 4-15 darstellt, werden in den Erdkabelvariationen gegenüber der freien Kostenoptimierung aufgrund der Limitierung des Kupferbestands deutlich weniger Netzkapazitäten zugebaut. Dies betrifft sowohl die Gleichstromleitungen als auch die Übertragungsnetze innerhalb der Modellknoten und zeigt sich auch in Abbildung 4-16 durch

größere abgeregelte Energiemengen. Die Reduktion der Abregelung im Jahr 2040 für die Erdkabelvariante mit hohen Kosten ist auf die geringeren installierten Leistungen von Offshore Windenergie durch den Bau von Kernkraftwerken zurückzuführen.

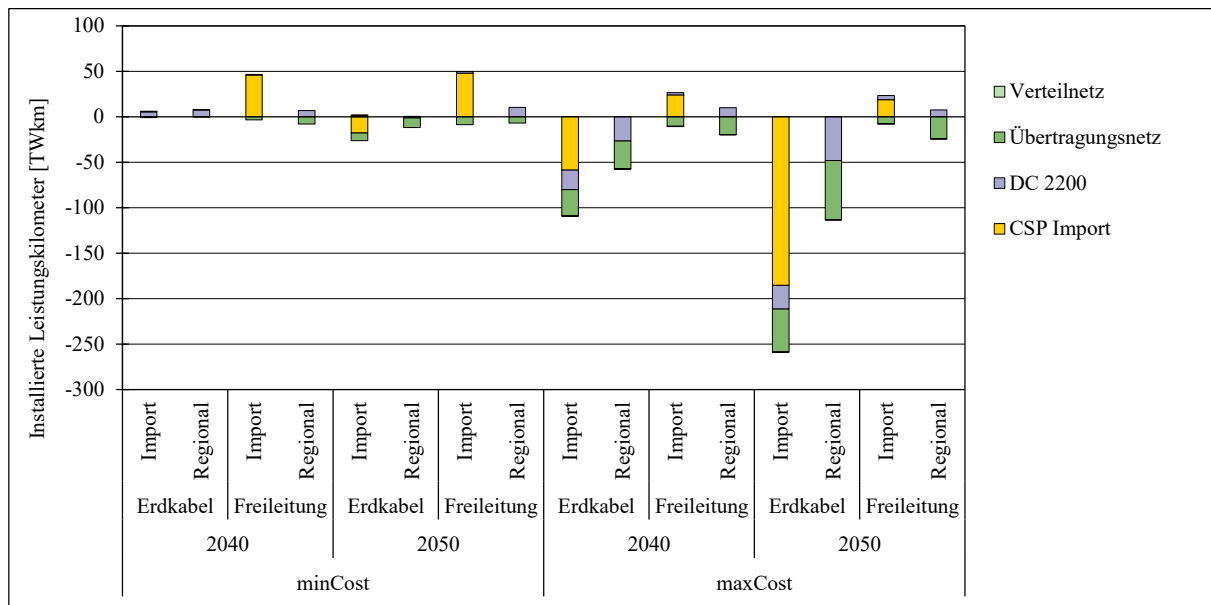


Abbildung 4-15: Änderung der installierten Leistungskilometer für geringe Materialrestriktionen gegenüber der freien Kostenoptimierung für hohe Materialintensitäten

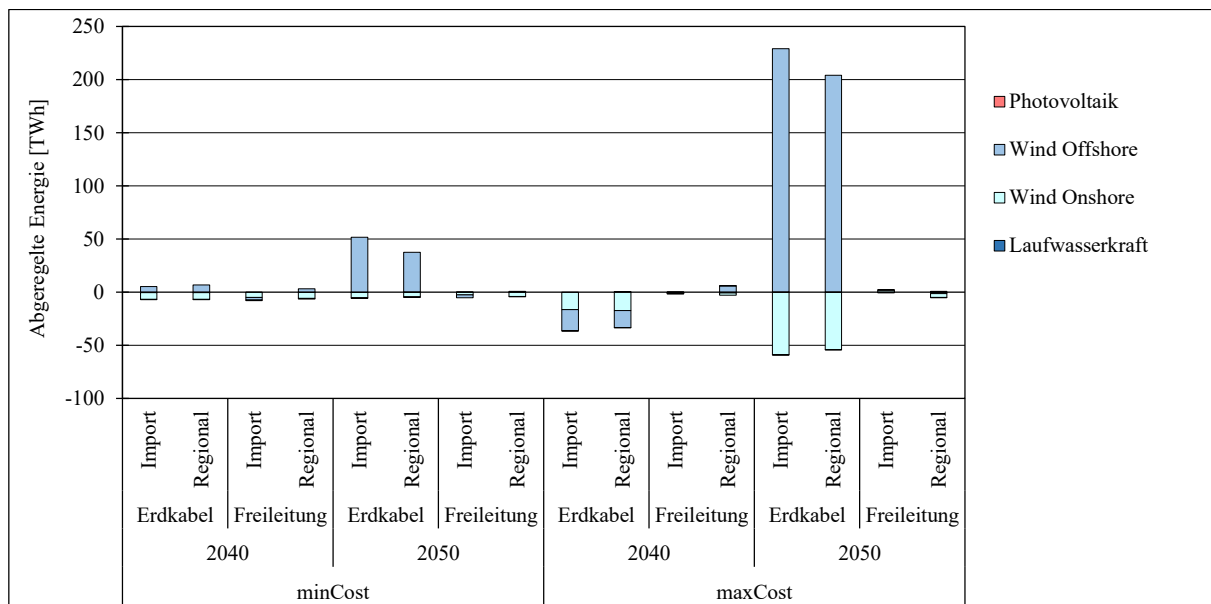


Abbildung 4-16: Änderung der abgeregelten Energiemengen für geringe Materialrestriktionen gegenüber der freien Kostenoptimierung für hohe Materialintensitäten

4.3 Kostenoptimierung unter hohen Materialrestriktionen

Analog zur Analyse der geringen Materialrestriktionen werden für hohe Materialrestriktionen die Änderungen gegenüber der freien Kostenoptimierung in Kapitel 4.1 betrachtet. Hier zeigen sich in Abbildung 4-17 für hohe Materialrestriktionen, hohen Kosten und niedrige Materialintensitäten deutliche Unterschiede gegenüber den Simulationen mit geringen Restriktionen. Während für geringe Restriktionen die Limits für Aluminium in den meisten Freileitungsvarianten erreicht werden, kommt es hier zu einer deutlichen Unterschreitung. Demgegenüber sind bei den hohen Restriktionen für die meisten Varianten Kupfer, Silber und Platin die limitierenden Größen. Für die Freikabelvariante bei geringen Kosten und hohen Materialintensitäten in Abbildung 4-18 wird auch das Kupferlimit nicht erreicht.

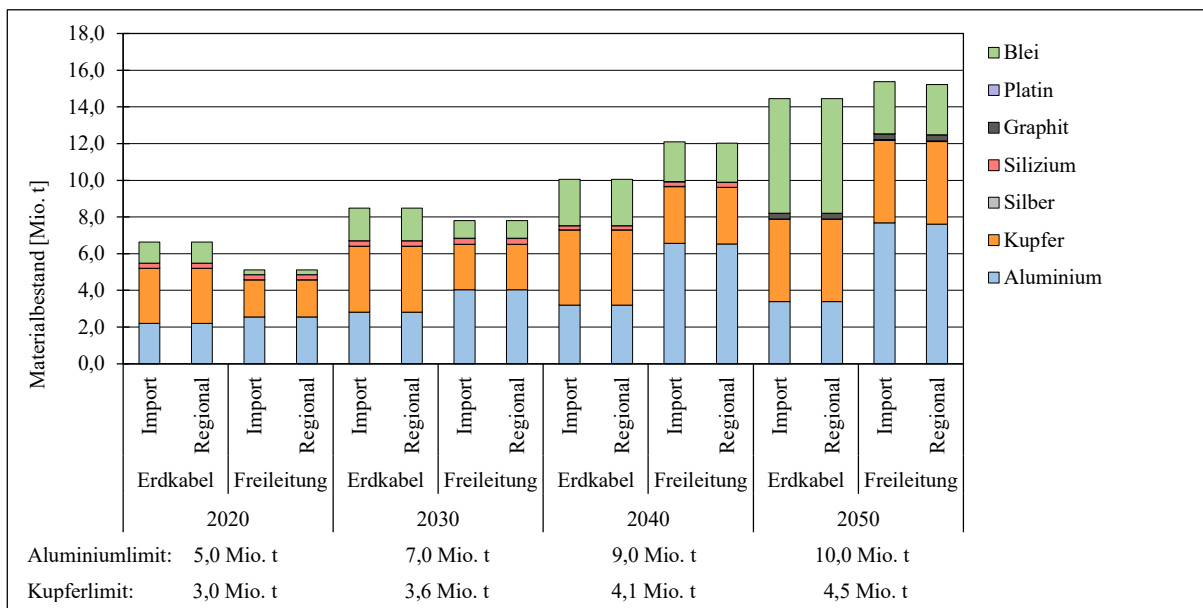


Abbildung 4-17: Entwicklung der Technologiemarktbestände unter Annahme hoher Restriktionen, hoher Investitionskosten sowie niedriger Materialintensitäten

Während Silber durch den frühen Ausbau von Photovoltaik in allen Szenarienvariationen bis zum Limit eingesetzt wird kommt P2G2P weiterhin erst im Jahr 2050 zum Einsatz. Dabei wird jedoch auch in allen Szenarienvariationen das angenommene Limit für den Platinbestand erreicht.

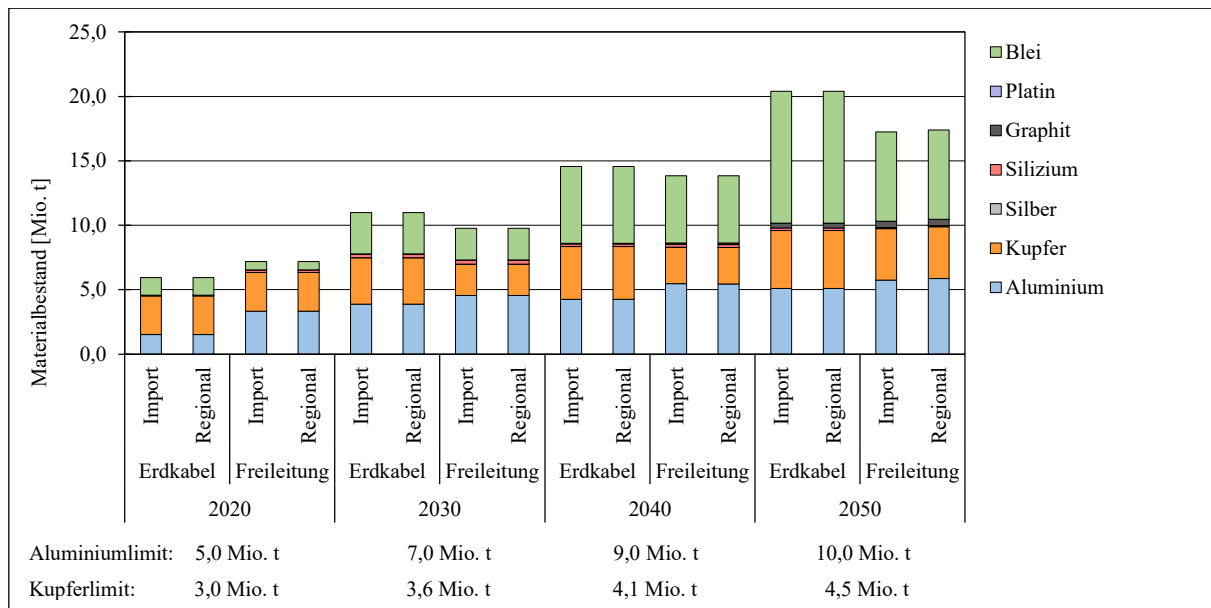


Abbildung 4-18: Entwicklung der Technologiemarktbestände unter Annahme hoher Restriktionen, niedriger Investitionskosten sowie hohen Materialintensitäten

Für die Änderungen installierten Kapazitäten gegenüber der freien Kostenoptimierung zeigt sich, dass die Parametervariation der Materialintensität nur noch einen relativ geringen Einfluss auf die Ergebnisse hat. Die Effekte die im Falle der geringen Materialrestriktionen auftreten, lassen sich auch in großen Teilen bei den hohen Restriktionen beobachten. Die installierte Leistung von Photovoltaik wird in allen Variationen noch weiter reduziert und beträgt im höchsten Fall nur noch etwa 30 GW. Allerdings zeigt sich auch eine Reduktion der CSP Importe die nur noch in Freileitungsszenarien eingesetzt und in allen anderen Variationen zu großen Teilen durch den Einsatz von Biomassekraftwerken ersetzt werden. Auch regionale CSP wird in vielen Variationen mit Erdkabeln reduziert, und nur in einigen Freileitungsszenarien erhöht. Die installierten Leistungen für regionale CSP liegen jedoch in allen Szenarien im Jahr 2050 in einer Größenordnung von 60 bis 100 GW. Für fluktuierende Energieträger kommt es in erster Linie zum Ausbau von sowohl Offshore als auch Onshore Windenergie, teilweise jedoch auch zu einer Ersetzung von Onshore durch Offshore Windenergie, wie dies in den Erdkabelvariationen bei hohen Investitionskosten für 2050 der Fall ist.

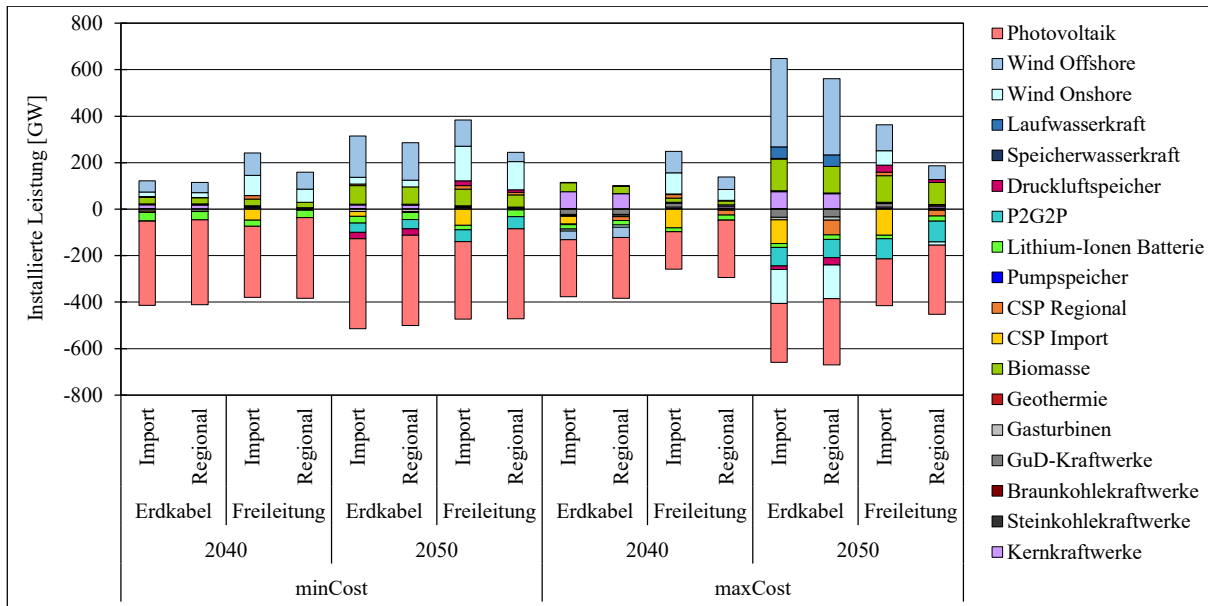


Abbildung 4-19: Änderung der installierten Leistungen für hohe Materialrestriktionen gegenüber der freien Kostenoptimierung für hohe Materialintensitäten

Eine Betrachtung der Änderungen an den bereitgestellten Energien in Abbildung 4-20 zeigt ein ähnliches Bild wie die Auswirkungen der geringen Materialrestriktion. Die zusätzliche Limitierung des Silberbestandes wirkt sich in diesem Fall jedoch massiv auf regionale CSP sowie auf die Importe von solarthermisch erzeugtem Strom aus. Ebenfalls führen die noch geringen Materialbestände an Kupfer zu einem geringen Ausbau von Offshore Windenergie und einem starken Anstieg an Strom aus Kernkraftwerken. Auch Biomasse trägt in allen Variationen deutlich mehr zur Energiebereitstellung bei.

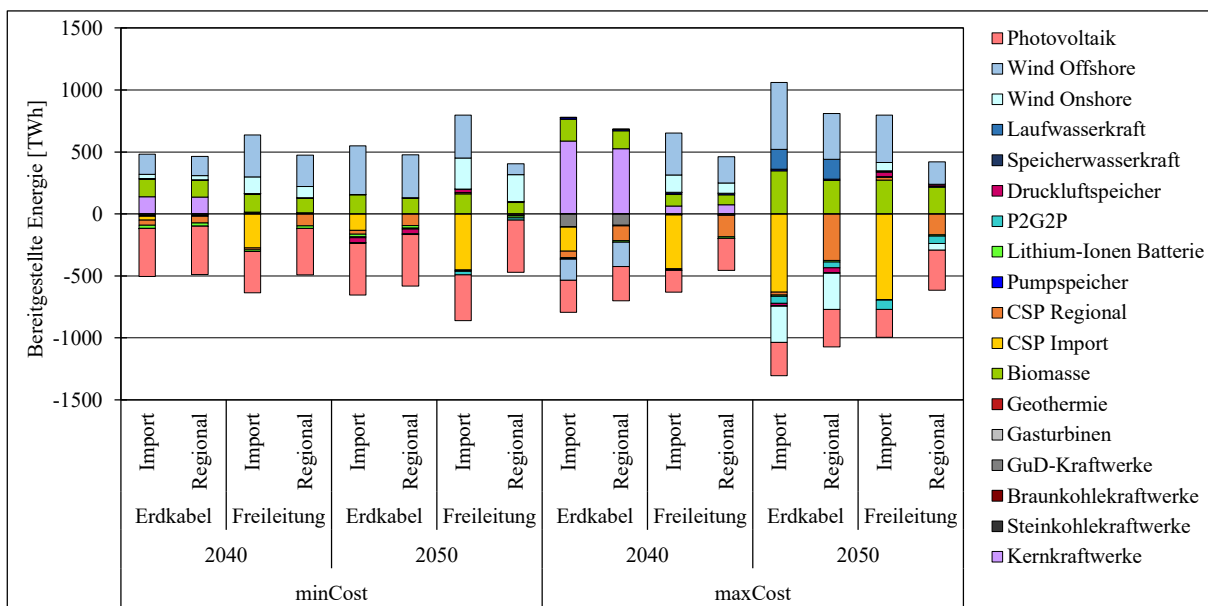


Abbildung 4-20: Änderung der bereitgestellten Energie für hohe Materialrestriktionen gegenüber der freien Kostenoptimierung für hohe Materialintensitäten

Für den Netzzubau in Abbildung 4-21 kommt es durch die Kupferlimitierung insbesondere in den Szenarien mit Erdkabeln zu weiteren Reduktionen der installierten Leistungskilometer, während bei Freileitungen mehr Netze zur Integration von Offshore Windenergie gebaut werden.

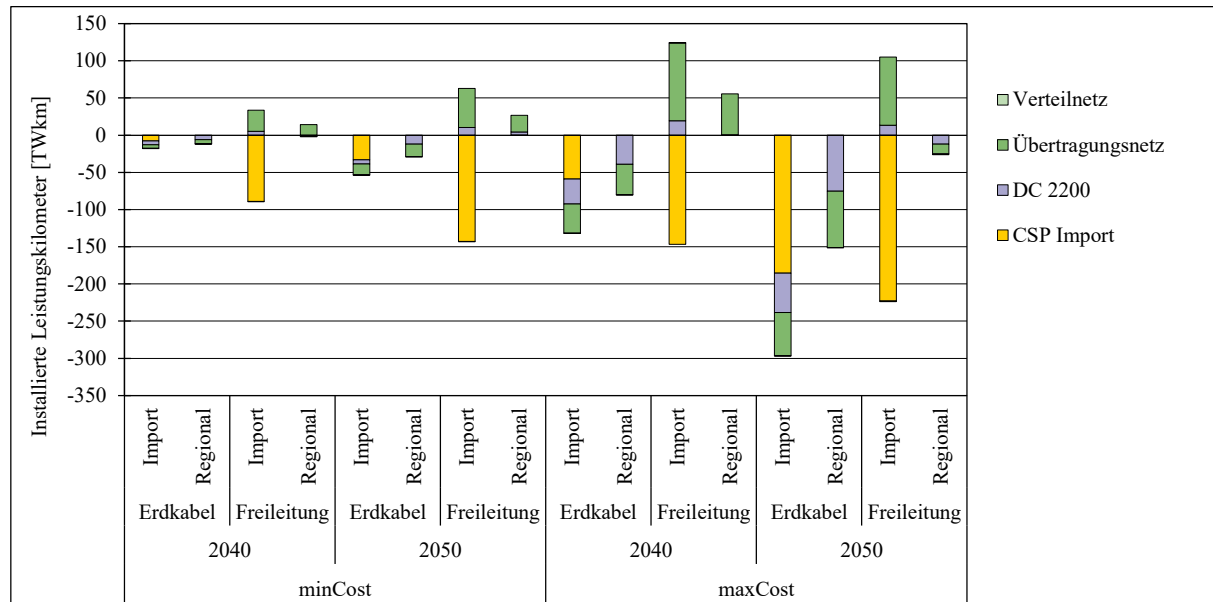


Abbildung 4-21: Änderung der installierten Leistungskilometer für hohe Materialrestriktionen gegenüber der freien Kostenoptimierung für hohe Materialintensitäten

Die starke Reduktion der Netzkapazitäten für Erdkabel bei hohen Investitionskosten führt auch zu einem deutlichen Anstieg der abgeregelten Energiemenge was aus Abbildung 4-22 deutlich hervorgeht.

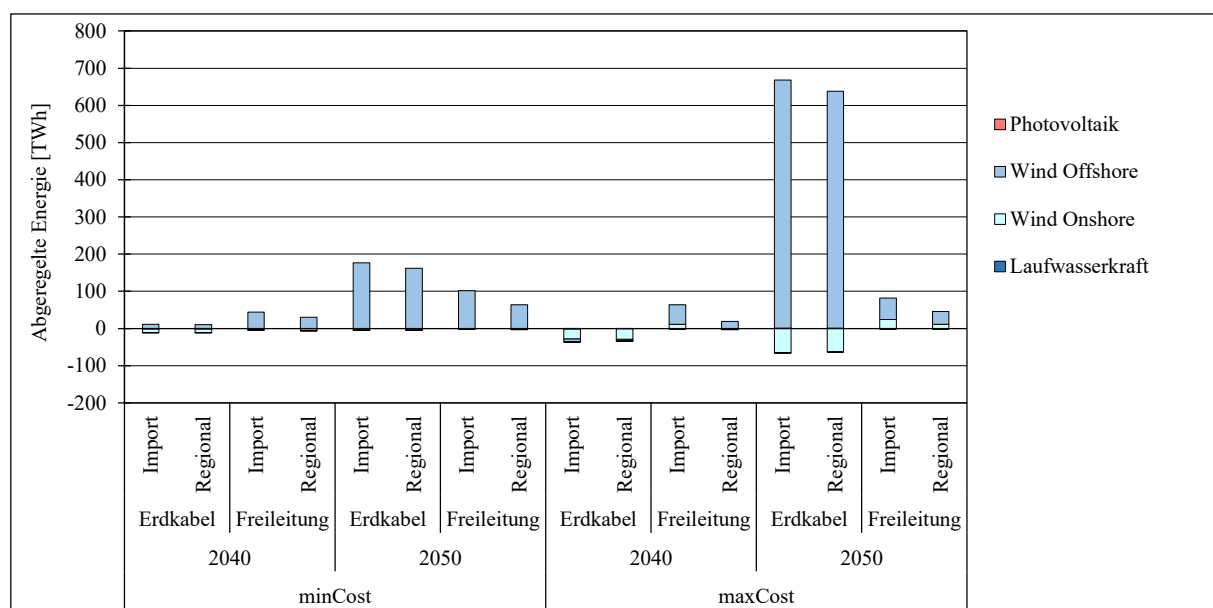


Abbildung 4-22: Änderung der abgeregelten Energiemenge für hohe Materialrestriktionen gegenüber der freien Kostenoptimierung für hohe Materialintensitäten

4.4 Regionale Effekte

Der folgende Abschnitt geht auch die Regionalen Effekte der Energiebereitstellung ein. Für die einzelnen Modellknoten ist dabei der elektrische Energiebedarf als Rahmen dargestellt, während die Energiebereitstellung durch die Technologien als Balken dargestellt ist. Gehen die Balken über den Rahmen hinaus entspricht dies einem Energieexport in andere Modellknoten während ein nicht gefüllter Rahmen die Notwendigkeit von Energieimporten repräsentiert. In der Erdkabelvariante mit hohen Investitionskosten und geringen Materialintensitäten unter Berücksichtigung von CSP Importen in Abbildung 4-23 kommt es in erster Linie zu graduellen Änderungen an den bereitgestellten Energiemengen in den einzelnen Ländern. Dies ist in erster Linie auf die geringeren installierten Leistungen für Photovoltaik zurückzuführen. Für Italien zeigt sich auch der Rückgang von CSP Importen, während die regionale Erzeugung durch die Potentiale begrenzt ist. Generell zeigen sich auch geringe Abweichungen zwischen den bereitgestellten Energiemengen und dem elektrischen Energiebedarf. Importe werden insbesondere in Ländern notwendig in denen es zu einem vollständigen Ausbau der Offshorepotentiale kommt.

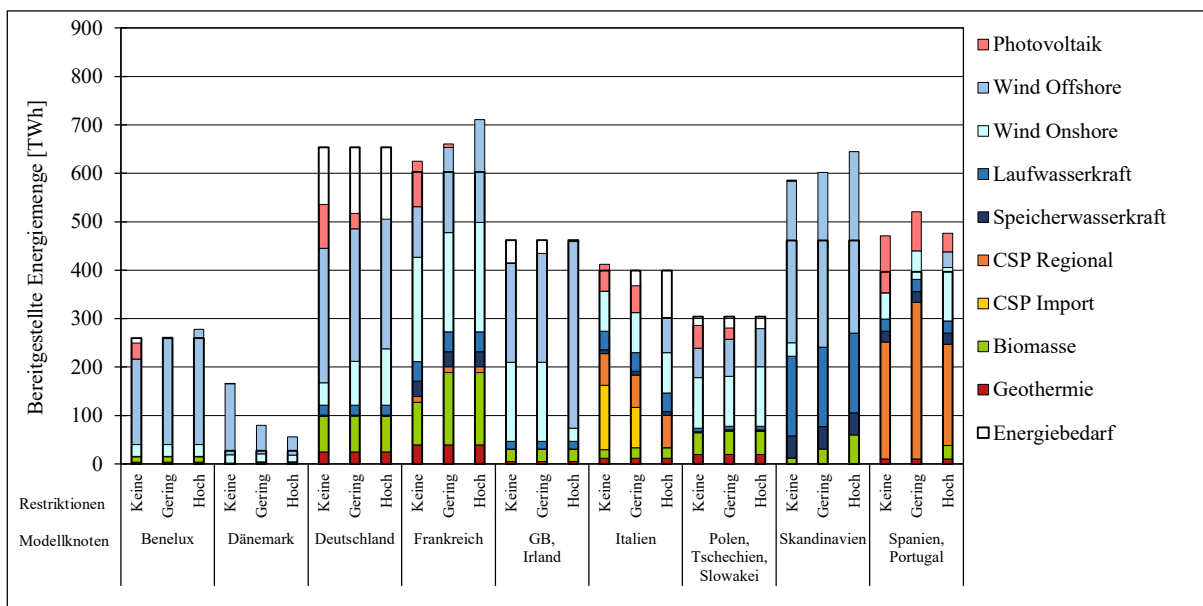


Abbildung 4-23: Regionale Aufteilung der bereitgestellten Energiemengen und Energiebedarf für Erdkabel mit CSP Importen bei hohen Kosten und niedrigen Materialintensitäten

Demgegenüber zeigen sich in Abbildung 4-24 für die bereitgestellten Energiemengen unter Annahme von Freileitungen, geringer Investitionskosten und hoher Materialintensitäten in einigen Ländern deutlich größere Unterschiede zwischen Bereitstellung und Bedarf an elektrischer Energie. Dies lässt auf höhere ausgetauschte Energiemengen zwischen den Ländern und damit auf mehr Übertragungskapazitäten schließen. Auch kommt es aufgrund der hohen Anteile von CSP Importen durch die Restriktion von Silber in der Variante mit hohen Materialrestriktionen zu starken Veränderungen insbesondere für Frankreich,

Großbritannien und Italien. Demgegenüber erfolgt der Einsatz der dadurch notwendigen Biomasse in vielen Ländern in geringem Ausmaß sowie in Deutschland und Frankreich in deutlich größeren Mengen. Darüber hinaus kommt es zu einer deutlich höheren Konzentration regelbarer Energieträger auf einzelne Länder.

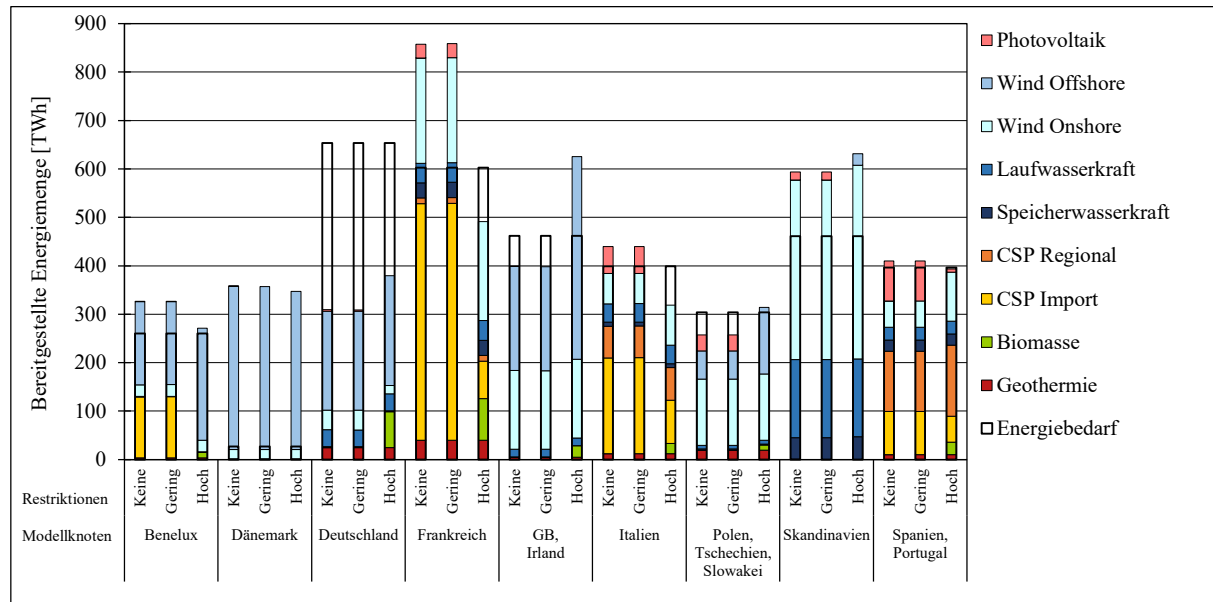


Abbildung 4-24: Regionale Aufteilung der bereitgestellten Energiemengen und Energiebedarf für Freileitungen bei niedrigen Kosten und hohen Materialintensitäten

Offene Fragestellungen

- Wie wirken sich die Restriktion einzelner Materialien, gegenüber den hier betrachteten Materialgruppen, auf das System aus?
- Welchen Einfluss haben die Restriktionen vorausgegangener Dekaden in der myopischen Modellierung auf die Materialbestände? Inwiefern lassen sich damit auch kurzfristige Engpässe berücksichtigen?
- Welchen Einfluss haben hohe Anteile fluktuierender erneuerbarer Energien ohne die Berücksichtigung von Solarstromimporten aus Nordafrika auf die Ergebnisse?
- Wie wirkt sich eine gleichmäßigere Verteilung von regelbarer Energie über die Betrachtungszone auf die Ergebnisse aus?

5 Fazit und Ausblick

Die Transformation des elektrischen Energiesystems hin zu 100 % erneuerbarer Energien ist realisierbar und führt zu geringeren Umweltauswirkungen (Hertwich et al. 2014; Berrill et al. 2016). Allerdings wird dies mit deutlich höheren Materialbeständen, insbesondere hinsichtlich der Technologiematerialien wie Aluminium, Kupfer oder Silber, einhergehen. Die Ergebnisse der Arbeit zeigen, dass deutliche Materialeinsparungen für die Technologiematerialien möglich sind. Um zu beurteilen wie groß die Reduktionen tatsächlich ausfallen werden, müssen einige weitere Aspekte abgewogen werden. Dazu zählen insbesondere:

- **Materialkonflikte mit anderen Sektoren:** Die wachsenden Nachfrage nach Technologiemetallen in anderen Sektoren, wie der Automobilindustrie spricht für eine starke Reduktion der eingesetzten Metalle. Dabei sind einerseits Aluminium für die Fahrzeugkarosserien betroffen (USGS 2006) als auch Kupfer, für das mit steigenden Anteilen an Elektrofahrzeugen eine deutliche Steigerung der eingesetzten Mengen erwartet wird (Angerer et al. 2009).
- **Energieeinsatz und Emissionen der Metallproduktion:** Neben den Rohstoffkonflikten mit anderen Sektoren muss für steigende Produktionsmengen der Metalle die Verringerung des Erzgehaltes und der damit verbundene Anstieg in Energiebedarf und Emissionen für den Abbau berücksichtigt werden. Diese Emissionen müssen aufgrund der erhöhten Materialbestände ebenfalls durch das elektrische Energiesystem getragen werden und können in Form einer Lebenszyklusanalyse in die Modellierung miteingehen (Hertwich et al. 2014).
- **Technologische Diversität der Stromerzeugung:** Die Auswirkungen von Materialrestriktionen führen unter den Simulationsannahmen im Rahmen dieser Arbeit zu einer Verringerung der technologischen Diversität. Die stärksten Reduktionen der installierten Leistungen erfolgen für Photovoltaik und Onshore Windenergie, während die Leistungen für Offshore Windenergie und Biomasse deutlich ansteigen. Dies ist aus einer Materialperspektive nachvollziehbar, führt jedoch zu weiteren Problemen, wie der Flächeninanspruchnahme durch Biomasse, die im Rahmen der Arbeit nicht in der Modellierung abgebildet werden.
- **Gesellschaftliche Aspekte:** Für die Netztechnologien zeigt sich, dass der Einsatz von Freileitungen Solarstromimporte ermöglicht und zu einer Verringerung der abgeregelten Energiemengen führt. Allerdings kann ein starker Ausbau von Freileitungen gegenüber Erdkabeln zu mehr Problemen hinsichtlich der gesellschaftlichen Akzeptanz führen. Im Vergleich zur freien Kostenoptimierung zeigt sich eine deutliche Reduktion der installierten innereuropäischen Übertragungs-

leitungen, während der starke Ausbau von Übertragungskapazitäten zur Nutzung wirtschaftlicher Standorte oft als Kostenoptimal angesehen wird (Fürsch et al. 2012).

Die Anzahl der Wechselwirkungen mit anderen Bereichen zeigt, dass die Berücksichtigung von Materialien in der Modellierung von Energiesystemen zukünftig von großer Bedeutung sein wird, neben einer Vielzahl von Kriterien allerdings nur einen Teilaspekt der Optimierung darstellt. Aus einer Materialperspektive ist das Erreichen einer globalen CO₂ neutralen Erzeugung elektrischer Energie realisierbar, sofern die verfügbaren Ressourcen effizient eingesetzt werden. Entsprechend der Aufteilung der Bemühungen um die Reduktion von CO₂ Emissionen muss dabei auch sichergestellt werden, dass auf globaler Ebene ausreichende und kostengünstige Mengen der Technologiematerialien für das Erreichen der Emissionsziele bereitgestellt werden können. Ein weiterer Schritt für die Materialuntersuchungen wird die Modellierung auf globaler Ebene sein um, gegenüber den Abschätzungen im Rahmen dieser Arbeit, detailliertere Informationen über die benötigten Materialbestände zu erhalten.

Für die Importe von Strom aus solarthermischen Kraftwerken zeigen sich in der freien Kostenoptimierung bei Freileitungen Einsparungen hinsichtlich der eingesetzten Technologiemetalle, während die Bestände bei Erdkabeln nahezu gleich sind. Diese Einsparungen werden unter geringen Materialrestriktionen deutlich kleiner. In den Freileitungsvarianten stehen neben der regionalen CSP immer noch große Kapazitäten für den Import von Solarstrom zur Verfügung. Erst bei hohen Materialrestriktionen, wird ein Teil des Imports durch zusätzlichen Ausbau von regionaler CSP ersetzt. Daran zeigt sich, dass der Import von solarthermisch erzeugtem Strom aus Nordafrika ein Beitrag zur kostengünstigen Energieversorgung leisten kann, aus einer Materialperspektive jedoch vergleichbar mit regionaler CSP ist. Für detailliertere Ergebnisse sind weitere Untersuchungen notwendig. Dazu bieten sich insbesondere eine Variante ohne regionale CSP, die stark auf fluktuierenden Energieträgern basiert, sowie eine Variante mit gesicherten Anteilen an regelbarer Erzeugung in den Modellknoten an. Gegenüber der im Rahmen dieser Arbeit angenommenen europaweiten gesicherten Leistung kann damit das Risiko von Versorgungsengpässen durch Engpässe der innereuropäischen Übertragungsnetzte verringert werden.

Hinsichtlich der Verbesserung der Materialbilanzierung in der Energiesystemmodellierung sind die Betrachtung von Materialflüssen und den damit verbundenen Recyclingraten sowie deren Abbildung in der myopischen Modellierung wichtige Punkte. Dies ermöglicht darüber hinaus eine verbesserte Abschätzung der Umweltauswirkungen. Die Verwendung von einheitlichen, vergleichbaren Lebenszyklusanalysen (Asdrubali et al. 2015) kann dabei auf Systemebene zukünftig Aufschluss über die Auswirkungen von Materialverfügbarkeiten auf die Umweltauswirkungen zukünftiger Stromerzeugung geben (Berrill et al. 2016).

Literaturverzeichnis

- Adamek, F.; Aundrup, T.; Lausinger, W.; Kleimaier, M.; Landinger, H. (2012):
Energiespeicher für die Energiewende: Speicherbedarf und Auswirkungen für das
Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050. VDE.
- Angerer, Gerhard; Marscheider-Weidemann, Frank; Lüllmann, Arne; Erdmann, Lorenz;
Scharp, Michael; Handke, Volker; Marwede, Max (2009): Rohstoffe für
Zukunftstechnologien. Einfluss des branchenspezifischen Rohstoffbedarfs in
rohstoffintensiven Zukunftstechnologien auf die zukünftige Rohstoffnachfrage.
Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung; Institut für
Zukunftsstudien und Technologiebewertung.
- Asdrubali, Francesco; Baldinelli, Giorgio; D'Alessandro, Francesco; Scrucca, Flavio (2015):
Life cycle assessment of electricity production from renewable energies. Review and
results harmonization. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 42, S. 1113–
1122. DOI: 10.1016/j.rser.2014.10.082.
- Berrill, Peter; Arvesen, Anders; Scholz, Yvonne; Gils, Hans Christian; Hertwich, Edgar G.
(2016): Environmental impacts of high penetration renewable energy scenarios for
Europe. In: *Environ. Res. Lett.* 11 (1), S. 14012. DOI: 10.1088/1748-
9326/11/1/014012.
- BMWi (2014): Zweiter Monitoring Bericht "Energie der Zukunft". Bundesministerium für
Wirtschaft und Energie.
- BWMI (2012): Energietechnologien 2050 – Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung.
Politikbericht. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- Chen, Haisheng; Cong, Thang Ngoc; Yang, Wei; Tan, Chunqing; Li, Yongliang; Ding,
Yulong (2009): Progress in electrical energy storage system. A critical review. In:
Progress in Natural Science 19 (3), S. 291–312. DOI: 10.1016/j.pnsc.2008.07.014.
- Connolly, David (2009): A Review of Energy Storage Technologies. For the integration of
fluctuating renewable energy. University of Limerick.
- de Wild-Scholten, Mariska J.; Alsema, Erik A. (2005): Environmental life cycle inventory of
crystalline silicon photovoltaic module production.
- DENA (2012): Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis
2030. DENA-Verteilnetzstudie. Deutsche Energie-Agentur.
- Droste-Franke, Bert; Paal, Boris P.; Rehtanz, Christian; Sauer, Dirk Uwe; Schneider, Jens-
Peter; Schreurs, Miranda; Ziesemer, Thomas (2012): Balancing Renewable Electricity
40. DOI: 10.1007/978-3-642-25157-3.

- efzn (2013): Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit. Energie-Forschungszentrum Niedersachsen.
- Elsam Engineering (2004): Life Cycle Assessment of offshore and onshore sited wind farms.
- Elshkaki, Ayman; Graedel, T. E. (2013): Dynamic analysis of the global metals flows and stocks in electricity generation technologies. In: *Journal of Cleaner Production* 59, S. 260–273. DOI: 10.1016/j.jclepro.2013.07.003.
- ENTSOE (2014): Ten Year Network Development Plan. European Network of Transmission System Operators for Electricity.
- Fürsch, Michaela; Hagspiel, Simeon; Jägemann, Cosima; Nagl, Stephan; Lindenberger, Dietmar; Tröster, Eckehard (2012): The role of grid extensions in a cost-efficient transformation of the European electricity system until 2050. EWI Working Paper.
- Garcia Teruel, Anna (2015): Perspektive der Energiewende: Technologieentwicklung und Investitionen unter Unsicherheit. Technische Universität München, München.
- Gerboni, Raffaella, Raffaella; Pehnt, Martin; Viebahn, Peter (2008): NEEDS - New Energy Externalities Developments for Sustainability. Final report on technical data, costs and life cycle inventories of fuel cells. Hg. v. European Commission.
- Gils, Hans Christian (2015): Balancing of Intermittent Renewable Power Generation by Demand Response and Thermal Energy Storage. Universität Stuttgart, Stuttgart.
- Gordon, R. B.; Bertram, M.; Graedel, T. E. (2007): On the sustainability of metal supplies. A response to Tilton and Lagos. In: *Resources Policy* 32 (1-2), S. 24–28. DOI: 10.1016/j.resourpol.2007.04.002.
- Graedel, T. E.; Gunn, Gus; Espinoza, Luis Tercero (2014): Metal resources, use and Criticality.
- Grandell, Leena; Thorenz, Andrea (2014): Silver supply risk analysis for the solar sector. In: *Renewable Energy* 69, S. 157–165. DOI: 10.1016/j.renene.2014.03.032.
- Greenpeace (2009): Concentrating Solar Power. Global Outlook.
- Greenpeace (2015): Energy [R]evolution. A Sustainable World Energy Outlook 2015.
- Grünwald, Reinhard; Ragwitz, Mario; Sensfuß, Frank; Winkler, Jenny (2012): Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung. Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag.
- Heath, Garvin A.; Turchi, Craig S. (2009): Life Cycle Assessment of a Parabolic Trough Concentrating Solar Power Plant and Impacts of Key Design Alternatives: Preprint. National Renewable Energy Laboratory.

- Hertwich, Edgar G.; Gibon, Thomas; Bouman, Evert A.; Arvesen, Anders; Suh, Sangwon; Heath, Garvin A. et al. (2014): Integrated life-cycle assessment of electricity-supply scenarios confirms global environmental benefit of low-carbon technologies. In: *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*. DOI: 10.1073/pnas.1312753111.
- Hess, Denis (2013): Fernübertragung regelbarer Solarenergie von Nordafrika nach Mitteleuropa. Diplomarbeit. Universität Stuttgart, Stuttgart.
- Hess, Denis (2016): A cost-optimal renewable electricity mix for Germany with fluctuating and dispatchable energies. In: *Applied Energy (in Review)*.
- IEA (2014): Technology Roadmap: Solar Photovoltaic Energy. International Energy Agency.
- IPCC (2012): Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Intergovernmental Panel on Climate Change.
- IRENA (2015): Renewable Power Generation Costs in 2014. International Renewable Energy Agency.
- Jorge, Raquel Santos; Hawkins, Troy R.; Hertwich, Edgar G. (2012): Life cycle assessment of electricity transmission and distribution—part 1: power lines and cables. In: *Int J Life Cycle Assess* 17 (1), S. 9–15. DOI: 10.1007/s11367-011-0335-1.
- JRC (2011): Critical Metals in Strategic Energy Technologies. Assessing Rare Metals as Supply-Chain Bottlenecks in Low-Carbon Energy Technologies. Unter Mitarbeit von R. L. Moss, E. Tzimas, H. Kara, P. Willis und J. Kooroshy. JRC – Institute for Energy and Transport; Oakdene Hollins Ltd; The Hague Centre for Strategic Studies.
- Jungbluth, Niels; Stucki, Matthias; Flury, Karin; Frischknecht, Rolf; Büsser, Sybille (2012): Life Cycle Inventories of Photovoltaics. ESU-services.
- Luca de Tena, Diego (2014): Large Scale Renewable Power Integration with Electric Vehicles. Long term analysis for Germany with a renewable based power supply. Universität Stuttgart, Stuttgart.
- May, Nadine (2005): Ökobilanz eines Solarstromtransfers von Nordafrika nach Europa. Diplomarbeit. Technische Universität Braunschweig, Braunschweig.
- Neij, Lena (2008): Cost development of future technologies for power generation—A study based on experience curves and complementary bottom-up assessments. In: *Energy Policy* 36 (6), S. 2200–2211. DOI: 10.1016/j.enpol.2008.02.029.
- Nitsch, J.; Pregger, T. (2011): Kostenbilanz des Ausbaus erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung bei unterschiedlichen Preisbildungen am Strommarkt. In: *DIW-Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung* 81. Jahrgang.

- Nitsch, Joachim; Pregger, Thomas; Naegler, Tobias; Heide, Dominik; Luca de Tena, Diego (2011): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global.
- Noack, Christoph; Burggraf, Fabian; Schwan Hosseiny, Seyed; Pregger, Thomas; Cao, Karl Kien; Heide, Dominik (2015): Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt.
- Northey, S.; Mohr, S.; Mudd, G. M.; Weng, Z.; Giurco, D. (2014): Modelling future copper ore grade decline based on a detailed assessment of copper resources and mining. In: *Resources, Conservation and Recycling* 83, S. 190–201. DOI: 10.1016/j.resconrec.2013.10.005.
- NREL (2016): Transparent Cost Database. National Renewable Energy Laboratory. Online verfügbar unter en.openei.org/apps/TCDB/, zuletzt geprüft am 17.03.2016.
- Pacca, Sergio; Horvath, Arpad (2002): Greenhouse Gas Emissions from Building and Operating Electric Power Plants in the Upper Colorado River Basin. In: *Environ. Sci. Technol.* 36 (14), S. 3194–3200. DOI: 10.1021/es0155884.
- Reichl, C.; Schatz, M.; Zsak, G. (2014): World Mining Data. Hg. v. International Organizing Committee for the World Mining Congresses. Wien.
- Rogelj, Joeri; Hare, William; Lowe, Jason; van Vuuren, Detlef P.; Riahi, Keywan; Matthews, Ben et al. (2011): Emission pathways consistent with a 2 °C global temperature limit. In: *Nature Climate change* 1 (8), S. 413–418. DOI: 10.1038/NCLIMATE1258.
- Rogelj, Joeri; Luderer, Gunnar; Pietzcker, Robert C.; Kriegler, Elmar; Schaeffer, Michiel; Krey, Volker; Riahi, Keywan (2015): Energy system transformations for limiting end-of-century warming to below 1.5 °C. In: *Nature Climate change* 5 (6), S. 519–527. DOI: 10.1038/nclimate2572.
- Schleisner, L. (2000): Life cycle assessment of a wind farm and related externalities. In: *Renewable Energy* 20 (3), S. 279–288. DOI: 10.1016/S0960-1481(99)00123-8.
- Scholz, Yvonne (2012): Renewable energy based electricity supply at low costs. Development of the REMix model and application for Europe. Dissertation. Universität Stuttgart, Stuttgart.
- Schröder, Andreas; Kunz, Friedrich; Meiss, Jan; Mendelevitch, Roman; Hirschhausen, Christian von (2013): Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung.
- Sverdrup, Harald U.; Ragnarsdottir, Kristin Vala; Koca, Deniz (2014): On modelling the global copper mining rates, market supply, copper price and the end of copper

- reserves. In: *Resources, Conservation and Recycling* 87, S. 158–174. DOI: 10.1016/j.resconrec.2014.03.007.
- Sverdrup, Harald U.; Ragnarsdottir, Kristin Vala; Koca, Deniz (2015a): Aluminium for the future. Modelling the global production, market supply, demand, price and long term development of the global reserves. In: *Resources, Conservation and Recycling* 103, S. 139–154. DOI: 10.1016/j.resconrec.2015.06.008.
- Sverdrup, Harald U.; Ragnarsdottir, Kristin Vala; Koca, Deniz (2015b): An assessment of metal supply sustainability as an input to policy. Security of supply extraction rates, stocks-in-use, recycling, and risk of scarcity. In: *Journal of Cleaner Production*. DOI: 10.1016/j.jclepro.2015.06.085.
- Thomas, George (2003): Energy densities (LHV) for fuels in liquid state. Sandia National Laboratories. Online verfügbar unter http://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/pdfs/bulk_hydrogen_stor_pres_sandia.pdf, zuletzt geprüft am 18.03.2016.
- Tilton, John E.; Lagos, Gustavo (2007): Assessing the long-run availability of copper. In: *Resources Policy* 32 (1-2), S. 19–23. DOI: 10.1016/j.resourpol.2007.04.001.
- Trieb, Franz; Schillings, Christoph; Pregger, Thomas; O'Sullivan, Marlene (2012): Solar electricity imports from the Middle East and North Africa to Europe. In: *Energy Policy* 42, S. 341–353. DOI: 10.1016/j.enpol.2011.11.091.
- UN (2015): World Population Prospect. Key findings & advance tables. United Nations.
- UNEP (2010): Metal stocks in society. Scientific synthesis. Unter Mitarbeit von T. E. Graedel. United Nations Environment Programme.
- USGS (2006): Aluminum Stocks in Use in Automobiles in the United States. Unter Mitarbeit von David A. Buckingham. United States Geological Survey.
- USGS (2014): Mineral Commodity Summaries 2014. United States Geological Survey.
- Varone, Alberto; Ferrari, Michele (2015): Power to liquid and power to gas. An option for the German Energiewende. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 45, S. 207–218. DOI: 10.1016/j.rser.2015.01.049.
- Viebahn, Peter; Kronshage, Stefan; Trieb, Franz (2008): NEEDS - New Energy Externalities Developments for Sustainability. Final report on technical data, costs, and life cycle inventories of solar thermal power plants. Hg. v. European Commission.
- Viebahn, Peter; Soukup, Ole; Samadi, Sascha; Teubler, Jens; Wiesen, Klaus; Ritthoff, Michael (2015): Assessing the need for critical minerals to shift the German energy system towards a high proportion of renewables. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 49, S. 655–671. DOI: 10.1016/j.rser.2015.04.070.

- Wetzel, Manuel (2015): Materialbedarf von Stromerzeugungssystemen - Szenarienpfadanalyse für Deutschland. Universität Stuttgart, Stuttgart.
- Zimmermann, Till; Rehberger, Max; Göling-Reisemann, Stefan (2013): Material Flows Resulting from Large Scale Deployment of Wind Energy in Germany. In: *Resources* 2 (3), S. 303–334. DOI: 10.3390/resources2030303.

A Modellparameter

Netztechnologien

Tabelle A-1: Technische Parameter für Übertragungs- und Verteilnetze (Hess 2016)

Technologie		Amortisationszeit [a]	Technische Lebensdauer [a]	OMFix [-]	Spannung [kV] [V]	Spezifische Investitionskosten [k€/MWkm]
Übertragungsnetz	2020 – 2050	40	80	0,3 %	380	5210
Verteilnetz	2020 - 2050	40	80	0,3 %	42,22	450

Tabelle A-2: Kosten für Übertragungs- und Verteilnetze (Hess 2016)

Technologie		Startwert Einspeisekapazität		Spezifische Investitionskosten			
		MinCost [-]	MaxCost [-]	Erdkabel		Freileitungen	
				minCost [k€/MW]	maxCost [k€/MW]	minCost [k€/MW]	maxCost [k€/MW]
Übertragungsnetz	DE	73,5 %	53,5 %	2949,52	2949,52	916,00	916,00
	AT	73,5 %	53,5 %	1455,44	1455,44	452,00	452,00
	BE,NL,LU	73,5 %	53,5 %	515,20	515,20	160,00	160,00
	DK	73,5 %	53,5 %	711,62	711,62	221,00	221,00
	FR	73,5 %	53,5 %	4569,18	4569,18	1419,00	1419,00
	ES, PT	73,5 %	53,5 %	10745,14	10745,14	3337,00	3337,00
	IT	73,5 %	53,5 %	3938,06	3938,06	1223,00	1223,00
	NO,SE,FI	73,5 %	53,5 %	3938,06	3938,06	1223,00	1223,00
	PL,CZ,SK	73,5 %	53,5 %	2257,22	2257,22	701,00	701,00
	CH	73,5 %	53,5 %	914,48	914,48	284,00	284,00
	GB, IE	73,5 %	53,5 %	3938,06	3938,06	1223,00	1223,00
Verteilnetz	DE	73,5 %	53,5 %	409,00	330,00	409,00	330,00
	AT	73,5 %	53,5 %	409,00	330,00	409,00	330,00
	BE,NL,LU	73,5 %	53,5 %	409,00	330,00	409,00	330,00
	DK	73,5 %	53,5 %	409,00	330,00	409,00	330,00
	FR	73,5 %	53,5 %	409,00	330,00	409,00	330,00
	ES, PT	73,5 %	53,5 %	409,00	330,00	409,00	330,00
	IT	73,5 %	53,5 %	409,00	330,00	409,00	330,00
	NO,SE,FI	73,5 %	53,5 %	409,00	330,00	409,00	330,00
	PL,CZ,SK	73,5 %	53,5 %	409,00	330,00	409,00	330,00
	CH	73,5 %	53,5 %	409,00	330,00	409,00	330,00
	GB, IE	73,5 %	53,5 %	409,00	330,00	409,00	330,00

- Materialbedarf für Übertragungs- und Verteilnetze siehe **Tabelle 2-2**

Tabelle A-3: Technische Parameter für Gleichstromübertragungsleitungen (Nitsch et al. 2011)

		Verluste			Amortisationszeit	Lebensdauer	OMFix
Technologie		Freileitung [-/100km]	Erdkabel [-/100km]	Seekabel [-/100km]	[a]	[a]	[-]
HVDC	2020	0,45 %	0,35 %	0,27 %	20	40	0,003
	2030	0,45 %	0,35 %	0,27 %	20	40	0,003
	2040	0,45 %	0,35 %	0,27 %	20	40	0,003
	2050	0,45 %	0,35 %	0,27 %	20	40	0,003

Tabelle A-4: Kosten für Gleichstromübertragungsleitungen (Nitsch et al. 2011)

		Investitionskosten			
Technologie		Freileitung [k€/MWkm]	Erdkabel [k€/MWkm]	Seekabel [k€/MWkm]	Konverter [k€/MW]
HVDC 2200	2020	1,036	1,754	2,063	198
	2030	0,992	1,683	1,980	187
	2040	0,953	1,614	1,898	176
	2050	0,913	1,543	1,815	165

- Materialbedarf für Übertragungs- und Verteilnetze siehe **Tabelle 2-1**

Regelbare erneuerbare Energien

Tabelle A-5: Technische Parameter und Kosten für Biomasse und Geothermie (Anhang B)

		Wirkungs- grad	Verfügbar- keit	Gesicherte Leistung	Investitions- kosten (minCost)	Investitions- kosten (maxCost)	Amortisations- zeit	Lebensdauer	OMFix	OMVar
Technologie		[-]	[-]	[-]	[k€/MW]	[k€/MW]	[a]	[a]	[-]	[k€/MWh]
Biomasse	2020	0,28	0,91	0,9	1690,70	3789,89	25	25	0,05	0,0032
	2030	0,28	0,91	0,9	1631,6	3728,91	25	25	0,05	0,0032
	2040	0,28	0,91	0,9	1594,16	3690,40	25	25	0,05	0,0032
	2050	0,28	0,91	0,9	1571,51	3666,20	25	25	0,05	0,0032
Geothermie	2020	0,11	0,95	0,9	4272,08	7266,47	20	25	0,045	0,0000001
	2030	0,11	0,95	0,9	4048,97	7033,36	20	25	0,045	0,0000001
	2040	0,11	0,95	0,9	3909,68	6888,10	20	25	0,045	0,0000001
	2050	0,11	0,95	0,9	3826,23	6797,61	20	25	0,045	0,0000001

Tabelle A-6: Materialbedarf für Biomasse und Geothermie (Wetzel 2015)

Technologie	Biomasse	Geothermie
Beton [t/MW]	159	468
Stahl [t/MW]	51,9	297
Aluminium [t/MW]	1,3	-
Kupfer [t/MW]	0,6	1,3
Gesamt [t/MW]	212,8	766,3

Tabelle A-7: Technische Parameter für solarthermische Kraftwerke

Technologie		Wirkungsgrad [-]	Verfügbarkeit [-]	Gesicherte Leistung [-]	Amortisations- zeit [a]	Lebensdauer [a]	OMFix [-]	OMVar [k€/MWh]
CSP	2020	0,37	0,95	0,9	25	40	0,025	0,00222222
	2030	0,37	0,95	0,9	25	40	0,025	0,00222222
	2040	0,37	0,95	0,9	25	40	0,025	0,00222222
	2050	0,37	0,95	0,9	25	40	0,025	0,00222222

Tabelle A-8: Kosten für solarthermische Kraftwerke (Viebahn et al. 2008; Greenpeace 2009)

Technologie		Investitionskosten (minCost)			Investitionskosten (maxCost)		
		Kraftwerk	Solarfeld	Speicher	Kraftwerk	Solarfeld	Speicher
		[k€/MW]	[k€/MW _{th}]	[k€/MWh _{th}]	[k€/MW]	[k€/MW _{th}]	[k€/MWh _{th}]
CSP	2020	1024,07	326,38	32,25	1210,4	623,86	49,08
	2030	945,35	237,37	26,24	1161,08	479,49	41,34
	2040	900,42	195,55	23,14	1137,86	421,95	38,03
	2050	866,02	167,46	20,93	1109,19	359,04	34,23

Tabelle A-9: Kosten für CSP Punkt-zu-Punkt Übertragung (Trieb et al. 2012; Hess 2013)

Technologie		HVDC Konverter	HVDC Freileitung	HVDC Erdkabel	HVDC Seekabel
		[k€/MW]	[k€/MWkm]	[k€/MWkm]	[k€/MWkm]
CSP	2020	108	0,329	1,116	1,313
	2030	102	0,317	1,071	1,260
	2040	96	0,305	1,027	1,208
	2050	90	0,293	0,982	1,155

Tabelle A-10: Technische Parameter für CSP Punkt-zu-Punkt Übertragung

Technologie	Modellknoten	Distanz Land [km]	Distanz Wasser [km]	Verluste Freileitung [-]	Verluste Erdkabel [-]
CSP	DE	2206	249	12,4 %	10,2 %
	AT	1502	401	9,7 %	8,2 %
	BE,NL,LU	2178	204	12,1 %	10,0 %
	DK	2283	434	13,2 %	11,0 %
	FR	1873	134	10,6 %	8,8 %
	ES, PT	1033	105	6,8 %	5,8 %
	IT	1266	325	8,4 %	7,2 %
	NO,SE,FI	2872	465	15,9 %	13,1 %
	PL,CZ,SK	2330	385	13,3 %	11,0 %
	CH	2113	134	11,7 %	9,6 %
	GB, IE	2115	453	12,5 %	10,4 %

- Materialbedarf für Solarthermische Kraftwerke siehe **Tabelle 2-3**
- Materialbedarf für CSP Punkt-zu-Punkt Übertragungsleitungen siehe **Tabelle 2-1**

Fluktuierende erneuerbare Energien

Tabelle A-11: Technische Parameter und Kosten für fluktuierende erneuerbare Energien (Anhang B; NREL 2016)

Technologie		Investitionskosten		Amortisationszeit [a]	Lebensdauer [a]	OMFix [-]	OMVar [k€/MWh]
		minCost [k€/MW]	maxCost [k€/MW]				
Photovoltaik	2020	1035,97	1568,35	20	25	0,01	0,00000
	2030	768,78	1332,39	20	25	0,01	0,00000
	2040	667,55	1224,71	20	25	0,01	0,00000
	2050	597,87	1150,99	20	25	0,01	0,00000
Offshore-Windenergie	2020	1894,51	3222,1	20	23	0,055	0,01387
	2030	1422,99	2718,24	20	23	0,055	0,01387
	2040	1180,56	2437,93	20	23	0,055	0,01387
	2050	1052,19	2275,46	20	23	0,055	0,01387
Onshore-Windenergie	2020	1040,85	1561,18	20	23	0,04	0,00433
	2030	898,7	1412,81	20	23	0,04	0,00433
	2040	816,58	1325,33	20	23	0,04	0,00433
	2050	769,75	1272,72	20	23	0,04	0,00433
Laufwasserkraft	2020	5321,22	5321,22	25	60	0,05	0,00485
	2030	5397,23	5397,23	25	60	0,05	0,00485
	2040	5473,25	5473,25	25	60	0,05	0,00485
	2050	5541,56	5541,56	25	60	0,05	0,00485

Tabelle A-12: Materialbedarf für Laufwasserkraft (Wetzel 2015)

Technologie	Laufwasserkraft
Beton [t/MW]	6585,6
Stahl [t/MW]	203,92
Kupfer [t/MW]	3,39
Gesamt [t/MW]	6792,91

- Materialbedarf für Photovoltaik siehe **Tabelle 2-4**
- Materialbedarf für Windenergie siehe **Tabelle 2-6**

Elektrische Energiespeicher

Tabelle A-13: Technische Parameter für elektrische Energiespeicher (DLR interne Datenblätter basierend auf Grünwald et al. 2012; Adamek et al. 2012; BMWi 2012; efzn 2013; Chen et al. 2009; Connolly 2009; Droste-Franke et al. 2012)

Technologie		Beladewirkungs- grad	Entladewirkungs- grad	Verfügbarkeit	Gesicherte Leistung	Amortisationszeit Konverter	Lebensdauer Konverter	Amortisationszeit Speicher	Lebensdauer Speicher	OMFix	OMVar
		[-]	[-]	[-]	[-]	[a]	[a]	[a]	[a]	[-]	[k€/MWh]
Druckluft- speicher	2020	0,81	0,86	0,95	0	20	20	25	40	0,020	0,002975
	2030	0,83	0,87	0,95	0	20	20	25	40	0,020	0,002975
	2040	0,84	0,88	0,95	0	20	20	25	40	0,015	0,002975
	2050	0,84	0,89	0,95	0	20	20	25	40	0,010	0,002975
P2G2P	2020	0,65	0,32	0,95	0,9	15	15	30	30	0,020	0,003382
	2030	0,67	0,35	0,95	0,9	15	15	30	30	0,020	0,003382
	2040	0,69	0,37	0,95	0,9	15	15	30	30	0,020	0,003382
	2050	0,70	0,40	0,95	0,9	15	15	30	30	0,020	0,003382
Lithium-Ionen Batterie	2020	0,93	0,93	0,98	0	21	21	21	21	0,009	0,000242
	2030	0,94	0,94	0,98	0	22	22	22	22	0,008	0,000242
	2040	0,95	0,95	0,98	0	23	23	23	23	0,006	0,000242
	2050	0,97	0,97	0,98	0	25	25	25	25	0,005	0,000242
Pumpspeicher	2020	0,89	0,89	0,9	0	25	30	25	60	0,010	0,004186
	2030	0,89	0,89	0,9	0	25	30	25	60	0,010	0,004186
	2040	0,90	0,90	0,9	0	25	30	25	60	0,010	0,004186
	2050	0,91	0,91	0,9	0	25	30	25	60	0,010	0,004186

Tabelle A-14: Kosten für elektrische Energiespeicher (DLR interne Datenblätter basierend auf Grünwald et al. 2012; Adamek et al. 2012; BWMi 2012; efzn 2013; Chen et al. 2009; Connolly 2009; Droste-Franke et al. 2012)

Technologie		Investitionskosten Konverter		Investitionskosten Speicher	
		minCost [k€/MW]	maxCost [k€/MW]	minCost [k€/MWh]	maxCost [k€/MWh]
Druckluft-speicher	2020	892,38	1399,16	36,14	56,52
	2030	749,16	1167,8	36,14	56,52
	2040	627,97	991,53	38,78	60,59
	2050	506,78	782,21	41,42	64,78
P2G2P	2020	3172,9	5100,88	0,52	0,86
	2030	1806,79	2831,37	0,54	0,9
	2040	1553,4	2412,73	0,56	0,93
	2050	1311,02	2005,1	0,58	0,96
Lithium-Ionen Batterie	2020	101,91	145,98	247,88	605,94
	2030	38,56	71,61	165,26	330,51
	2040	35,81	68,86	137,71	275,43
	2050	33,05	66,1	110,17	220,34
Pumpspeicher	2020	429,66	1057,63	5,51	44,07
	2030	418,65	991,53	5,51	44,07
	2040	407,63	947,46	5,51	44,07
	2050	385,6	881,36	5,51	44,07

Tabelle A-15: Materialbedarf für elektrische Energiespeicher (Wetzel 2015)

Technologie	Druckluftspeicher		Lithium-Ionen Batterie		Pumpspeicher	
	Konverter [t/MW]	Speicher [t/MWh]	Konverter [t/MW]	Speicher [t/MWh]	Konverter [t/MW]	Speicher [t/MWh]
Beton	468	5	-	-	11026,3	-
Stahl	297	32	-	1,06	80,32	-
Aluminium	2,5	0,25	-	3,09	-	-
Kupfer	5	0,5	-	1,88	3,12	-
Keramik	0	10	-	-	-	-
Kunststoffe	-	-	-	0,63	-	-
Graphit	-	-	-	2,37	-	-
Lithium	-	-	-	0,15	-	-
Gesamt	772,5	47,75	-	9,18	11109,74	-

Konventionelle Kraftwerke

Tabelle A-16: Technische Parameter und Kosten für konventionelle Kraftwerke (Nitsch et al. 2011; Schröder et al. 2013; Garcia Teruel 2015; Luca de Tena 2014)

Technologie		Wirkungsgrad	Verfügbarkeit	Gesicherte Leistung	Investitionskosten (minCost)	Investitionskosten (maxCost)	Amortisationszeit	Lebensdauer	Tear and Wear Kosten	OMFix	OMVar
		[-]	[-]	[-]			[a]	[a]		[-]	[k€/MWh]
Braunkohle-kraftwerke	2020	0,468	0,91	0,91	1639,95	1639,95	25	40	0,0036	0,04	0,0024
	2030	0,491	0,91	0,91	1639,95	1639,95	25	40	0,0036	0,04	0,0024
	2040	0,491	0,91	0,91	1639,95	1639,95	25	40	0,0036	0,04	0,0024
	2050	0,491	0,91	0,91	1639,95	1639,95	25	40	0,0036	0,04	0,0024
Steinkohle-kraftwerke	2020	0,500	0,9	0,9	1500,00	1500,00	25	40	0,0058	0,04	0,0018
	2030	0,509	0,9	0,9	1500,00	1500,00	25	40	0,0058	0,04	0,0018
	2040	0,509	0,9	0,9	1500,00	1500,00	25	40	0,0058	0,04	0,0018
	2050	0,509	0,9	0,9	1500,00	1500,00	25	40	0,0058	0,04	0,0018
GuD-Kraftwerke	2020	0,601	0,96	0,96	850,00	850,00	25	30	0,0119	0,04	0,002
	2030	0,621	0,96	0,96	850,00	850,00	25	30	0,0119	0,04	0,002
	2040	0,621	0,96	0,96	850,00	850,00	25	30	0,0119	0,04	0,002
	2050	0,621	0,96	0,96	850,00	850,00	25	30	0,0119	0,04	0,002
Gasturbinen	2020	0,436	0,948	0,948	437,32	437,32	25	30	0,0119	0,04	0,0011
	2030	0,455	0,948	0,948	437,32	437,32	25	30	0,0119	0,04	0,0011
	2040	0,465	0,948	0,948	437,32	437,32	25	30	0,0119	0,04	0,0011
	2050	0,465	0,948	0,948	437,32	437,32	25	30	0,0119	0,04	0,0011
Kern-kraftwerke	2020	0,309	0,94	0,94	5160,36	7900,29	25	50	0,002	0,04	0,0044
	2030	0,309	0,94	0,94	5160,36	7900,29	25	50	0,002	0,04	0,0044
	2040	0,309	0,94	0,94	5160,36	7900,29	25	50	0,002	0,04	0,0044
	2050	0,309	0,94	0,94	5160,36	7900,29	25	50	0,002	0,04	0,0044

Tabelle A-17: Materialbedarf für konventionelle Kraftwerke (Wetzel 2015)

Technologie	Braunkohle-kraftwerke	Steinkohle-kraftwerke	GuD-Kraftwerke	Gasturbinen	Kernkraftwerke
Beton [t/MW]	250	250	81,4	81,4	424,1
Stahl [t/MW]	100	80	58,5	58,5	63,05
Aluminium [t/MW]	0,6	0,6	0,26	0,26	0,21
Kupfer [t/MW]	1,3	1,3	0,6	0,6	1,52
Kunststoffe [t/MW]	1	1	-	-	-
Gesamt [t/MW]	352,9	332,9	140,76	140,76	488,88

Tabelle A-18: Brennstoffspezifische CO₂ Emissionen

Brennstoff	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Brennelemente	Biomasse
CO ₂ Emissionen [kg CO ₂ / kWh _{th}]	0,3996	0,3348	0,2016	0,0185	0

Tabelle A-19: Kosten für Brennstoffe und CO₂ Emissionszertifikate (Nitsch und Pregger 2011; Nitsch et al. 2011)

Brennstoff		Braunkohle [k€/MWh _{th}]	Steinkohle [k€/MWh _{th}]	Erdgas [k€/MWh _{th}]	Brennelemente [k€/MWh _{th}]	CO ₂ Zertifikate [k€/t CO ₂]
minCost	2020	0,0065	0,0178	0,0393	0,0029	0,020
	2030	0,0072	0,0218	0,0493	0,0029	0,026
	2040	0,0083	0,0249	0,0547	0,0029	0,036
	2050	0,0101	0,0273	0,0592	0,0029	0,045
maxCost	2020	0,0063	0,0163	0,0353	0,0029	0,027
	2030	0,0066	0,0168	0,0363	0,0029	0,045
	2040	0,0070	0,0169	0,0364	0,0029	0,060
	2050	0,0083	0,0171	0,0365	0,0029	0,075

Elektrizitätsbedarf

Tabelle A-20: Elektrizitätsbedarf nach Modellknoten und Jahren (Garcia Teruel 2015)

Modellknoten	2020 [TWh]	2030 [TWh]	2040 [TWh]	2050 [TWh]
DE	546,84	558,7	606,11	653,52
AT	75,06	76,68	83,19	89,70
BE,NL,LU	217,58	222,31	241,17	260,03
DK	22,61	23,10	25,06	27,02
FR	504,39	515,33	559,05	602,78
ES, PT	331,86	339,05	367,82	396,59
IT	334,02	341,26	370,22	399,18
NO,SE,FI	386,14	394,51	427,99	461,46
PL,CZ,SK	254,53	260,04	282,11	304,17
CH	68,45	69,93	75,87	81,80
GB, IE	386,45	394,82	428,32	461,82

B Investitionskostenabschätzung

Installierte Leistungen nach Greenpeace (2015): Energy Revolution und Energy Revolution Advance, Referenzwerte nach Nitsch et al. (2011)

Photovoltaik

- Lernraten: Hohe Kosten: 8 %, Niedrige Kosten: 13 %
- Kostenrahmen: Freiflächen 1500 €, Dachanlagen 2105 € (IRENA 2015)

Tabelle B-1: Kumulierte installierte Leistungen und angenommene Investitionskosten für Photovoltaik unter niedrigen und hohen Investitionskosten

Jahr	2015	2020	2030	2040	2050
Kumuliert Installiert [GW]	97	732	2839	5720	9584
Hohe Kosten [k€/MW]	2000	1568	1332	1225	1151
Kumuliert Installiert [GW]	97	844	3725	7522	13020
Niedrige Kosten [k€/MW]	1600	1036	769	668	598
Referenz [k€/MW]		1202	994	937	903

Onshore Windenergie

- Lernraten: Hohe Kosten: 6 %, Niedrige Kosten: 8 %
- Kostenrahmen: 960 € - 1720 € (IRENA 2015)

Tabelle B-2: Kumulierte installierte Leistungen und angenommene Investitionskosten für Onshore Windenergie unter niedrigen und hohen Investitionskosten

Jahr	2015	2020	2030	2040	2050
Kumuliert Installiert [GW]	277	820	2510	5136	8085
Hohe Kosten [k€/MW]	1720	1561	1413	1325	1273
Kumuliert Installiert [GW]	277	904	3064	6796	11104
Niedrige Kosten [k€/MW]	1200	1041	899	817	770
Referenz [k€/MW]		1030	980	940	900

Offshore Windenergie

- Lernraten: Hohe Kosten: 10 %, Niedrige Kosten: 15 %
- Kostenrahmen: 2030 € - 3800 € (IRENA 2015)

Tabelle B-3: Kumulierte installierte Leistungen und angenommene Investitionskosten für Onshore Windenergie unter niedrigen und hohen Investitionskosten

Jahr	2015	2020	2030	2040	2050
Kumuliert Installiert [GW]	277	820	2510	5136	8085
Hohe Kosten [k€/MW]	3800	3222	2718	2438	2275
Kumuliert Installiert [GW]	277	904	3064	6796	11104
Niedrige Kosten [k€/MW]	2500	1895	1423	1181	1052
Referenz [k€/MW]		2100	1800	1500	1300

Biomasse

- Lernraten: Hohe Kosten: 1 %, Niedrige Kosten: 2 %
- Kostenrahmen: 1500 € - 4500 € (IRENA 2015)

Tabelle B-4: Kumulierte installierte Leistungen und angenommene Investitionskosten für Biomasse unter niedrigen und hohen Investitionskosten

Jahr	2015	2020	2030	2040	2050
Kumuliert Installiert [GW]	87	194	392	645	1030
Hohe Kosten [k€/MW]	3850	3790	3729	3690	3666
Kumuliert Installiert [GW]	87	200	405	666	1037
Niedrige Kosten [k€/MW]	1750	1691	1632	1594	1572

Geothermie

- Lernraten: Hohe Kosten: 2 %, Niedrige Kosten: 3 %
- Kostenrahmen: 3760 € - 7500 € (IRENA 2015)

Tabelle B-5: Kumulierte installierte Leistungen und angenommene Investitionskosten für Geothermie unter niedrigen und hohen Investitionskosten

Jahr	2015	2020	2030	2040	2050
Kumuliert Installiert [GW]	11	28	137	336	554
Hohe Kosten [k€/MW]	7500	7266	7033	6888	6798
Kumuliert Installiert [GW]	11	31	171	463	793
Niedrige Kosten [k€/MW]	4500	4272	4049	3910	3826

C Simulationsergebnisse

Leistungskilometer CSP Import, Gleichstromleitungen und Übertragungsnetzte [TWkm]

Regional				Import											
Hohe Restriktionen		Geringe Restriktionen		Keine Restriktionen		Hohe Restriktionen		Geringe Restriktionen		Keine Restriktionen		Keine Restriktionen			
Übertr.- netz	DC 2200	Übertr.- netz	DC 2200	Übertr.- netz	DC 2200	Übertr.- netz	DC 2200	Übertr.- netz	DC 2200	Übertr.- netz	DC 2200	Übertr.- netz	DC 2200	CSP Import	CSP Import
2020															
Erdkabel		Erdkabel		Erdkabel		Erdkabel		Erdkabel		Erdkabel		Erdkabel		Erdkabel	
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
2030															
Erdkabel		Erdkabel		Erdkabel		Erdkabel		Erdkabel		Erdkabel		Erdkabel		Erdkabel	
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
2040															
Erdkabel		Erdkabel		Erdkabel		Erdkabel		Erdkabel		Erdkabel		Erdkabel		Erdkabel	
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
2050															
Erdkabel		Erdkabel		Erdkabel		Erdkabel		Erdkabel		Erdkabel		Erdkabel		Erdkabel	
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat
minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat	minCost	maxMat

Keine Restriktionen – Regional - Installierte Leistung [GW]

	Keine Restriktionen Regional															
	2020								2030							
	Erdkabel				Freileitung				Erdkabel				Freileitung			
	minCost	maxCost	minCost	maxCost	minCost	maxCost	minCost	maxCost	minCost	maxCost	minCost	maxCost	minCost	maxCost	minCost	maxCost
	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat
Kern-kraftwerke	120,1	120,1	120,1	120,1	120,1	120,1	120,1	120,1	83,5	83,5	83,5	83,5	83,5	83,5	16,0	16,0
Steinkohle-kraftwerke	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	9,8	9,8
Braunkohle-kraftwerke	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	5,6	5,6
GuD-Kraftwerke	159,8	159,8	179,8	179,8	159,1	173,2	173,2	173,2	123,6	123,6	160,9	160,9	117,4	149,4	61,2	62,7
Gasturbinen	31,6	31,6	24,0	24,0	28,3	24,0	24,0	24,0	40,6	40,6	18,9	18,9	37,4	15,7	102,9	95,5
Geothermie	15,3	15,3	9,3	9,3	15,2	8,0	8,0	8,0	15,9	15,9	15,4	15,4	15,5	15,2	18,7	18,9
Biomasse	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	26,0	26,0
CSP Regional	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	22,3	22,3	29,5	29,5	22,3	24,8	60,8	60,7
Übertragungs-netz	387,7	387,7	284,2	284,2	388,4	287,7	287,7	287,7	393,7	393,7	328,5	328,5	415,3	365,0	451,5	419,6
Verteilnetz	387,3	387,3	283,8	283,8	388,0	284,4	284,4	284,4	391,0	391,0	285,0	285,0	392,0	292,5	423,0	419,6
Pumpspeicher	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0
Lithium-Ionen Batterie	1,3	1,3	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	23,2	23,2	8,3	8,3	22,5	9,6	46,7	24,2
P2G2P	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Druckluft-speicher	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Speicher-wasserkraft	56,7	56,7	56,7	56,7	56,7	56,7	56,7	56,7	57,6	57,6	57,6	57,6	57,6	57,6	57,6	57,6
Laufwasser-kraft	105,8	105,8	105,8	105,8	105,8	105,8	105,8	105,8	105,8	105,8	108,6	108,6	105,8	105,8	105,8	105,8
Wind Onshore	293,7	293,7	301,5	301,5	324,0	308,5	308,5	308,5	352,4	352,4	412,0	412,0	337,7	391,9	438,7	526,1
Wind Offshore	28,6	28,6	7,6	7,6	23,6	7,6	7,6	7,6	114,5	114,5	82,4	82,4	126,8	103,6	258,3	193,6
Photovoltaik	76,3	76,3	51,9	51,9	62,3	51,0	51,0	51,0	259,5	259,5	169,9	169,9	245,3	154,4	394,8	291,9

	Keine Restriktionen Import																															
	2020												2030																			
	Erdkabel				Freileitung				Erdkabel				Freileitung				Erdkabel				Freileitung				Erdkabel				Freileitung			
	maxMat	minCost	minMat	maxCost	minMat	minCost	minMat	maxCost	minMat	minCost	minMat	maxCost	minMat	minCost	minMat	maxCost	minMat	minCost	minMat	maxCost	minMat	minCost	minMat	maxCost	minMat	minCost	minMat	maxCost				
Kern- kraftwerke	76,3	293,7	105,8	56,7	0,0	0,0	0,0	1,3	36,0	387,3	387,7	2,2	0,0	0,0	16,1	15,3	31,6	159,8	52,5	120,1	120,1	120,1	120,1	120,1	120,1	120,1	120,1					
Steinkohle- kraftwerke	76,3	293,7	105,8	56,7	0,0	0,0	0,0	1,3	36,0	387,3	387,7	2,2	0,0	0,0	16,1	15,3	31,6	159,8	52,5	120,1	120,1	120,1	120,1	120,1	120,1	120,1	120,1					
Braunkohle- kraftwerke	51,9	7,6	301,5	56,7	0,0	0,0	0,0	0,0	36,0	283,8	284,2	2,2	0,0	0,0	16,1	9,3	24,0	179,8	52,5	120,1	120,1	120,1	120,1	120,1	120,1	120,1	120,1					
GuD- Kraftwerke	51,9	7,6	301,5	56,7	0,0	0,0	0,0	0,0	36,0	283,8	284,2	2,2	0,0	0,0	16,1	9,3	24,0	179,8	52,5	120,1	120,1	120,1	120,1	120,1	120,1	120,1	120,1					
Gasturbinen	62,3	23,6	324,0	56,7	0,0	0,0	0,0	1,2	36,0	388,0	388,4	2,2	0,0	0,0	16,1	15,2	28,3	159,1	52,5	120,1	120,1	120,1	120,1	120,1	120,1	120,1	120,1					
Geothermie	62,3	23,6	324,0	56,7	0,0	0,0	0,0	1,2	36,0	388,0	388,4	2,2	0,0	0,0	16,1	15,2	28,3	159,1	52,5	120,1	120,1	120,1	120,1	120,1	120,1	120,1	120,1					
Biomasse	51,0	7,6	308,5	56,7	0,0	0,0	0,0	0,0	36,0	284,4	287,7	2,2	0,0	0,0	16,1	8,0	24,0	173,2	52,5	120,1	120,1	120,1	120,1	120,1	120,1	120,1	120,1					
CSP Import	51,0	7,6	308,5	56,7	0,0	0,0	0,0	0,0	36,0	284,4	287,7	2,2	0,0	0,0	16,1	8,0	24,0	173,2	52,5	120,1	120,1	120,1	120,1	120,1	120,1	120,1	120,1					
CSP Regional	259,6	114,5	352,4	57,6	0,0	0,0	0,0	23,2	36,0	391,0	393,7	22,3	0,0	0,0	9,5	15,9	40,6	123,6	23,5	83,6	83,6	83,6	83,6	83,6	83,6	83,6	83,6					
Übertragungs- netz	259,6	114,5	352,4	57,6	0,0	0,0	0,0	23,2	36,0	391,0	393,7	22,3	0,0	0,0	9,5	15,9	40,5	123,6	23,5	83,6	83,6	83,6	83,6	83,6	83,6	83,6	83,6					
Verteilnetz	169,9	82,4	412,0	57,6	0,0	0,0	0,0	8,2	36,0	285,0	328,5	29,5	0,0	0,0	9,5	15,4	18,9	160,9	23,5	84,6	84,6	84,6	84,6	84,6	84,6	84,6	84,6					
Pumpspeicher	169,8	82,3	412,1	57,6	0,0	0,0	0,0	8,0	36,0	285,0	328,5	29,5	0,0	0,0	9,5	15,4	19,0	161,0	23,5	84,6	84,6	84,6	84,6	84,6	84,6	84,6	84,6					
Lithium-Ionen Batterie	245,3	126,9	337,6	57,6	0,0	0,0	0,0	22,6	36,0	392,0	415,3	22,3	0,0	0,0	9,5	15,5	37,4	117,5	23,5	83,6	83,6	83,6	83,6	83,6	83,6	83,6	83,6					
P2G2P	245,3	126,9	337,6	57,6	0,0	0,0	0,0	22,5	36,0	392,0	415,3	22,3	0,0	0,0	9,5	15,5	37,4	117,5	23,5	83,5	83,5	83,5	83,5	83,5	83,5	83,5	83,5					
Druckluft- speicher	154,4	103,6	391,9	57,6	0,0	0,0	0,0	9,6	36,0	292,5																						

Geringe Restriktionen – Regional - Installierte Leistung [GW]

	Geringe Restriktionen Regional															
	2020								2030							
	Erdkabel				Freileitung				Erdkabel				Freileitung			
	minCost		maxCost		minCost		maxCost		minCost		maxCost		minCost		maxCost	
	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat
Kernkraftwerke	123,3				120,1				120,1				120,1			
Steinkohlekraftwerke	52,5				52,5				52,5				52,5			
Braunkohlekraftwerke	24,2				24,2				24,2				24,2			
GuD-Kraftwerke	163,5				159,1				159,1				173,2			
Gasturbinen	32,4				28,3				28,3				24,0			
Geothermie	15,5				15,2				15,2				8,0			
Biomasse	16,1				16,1				16,1				8,0			
CSP Regional	2,2				2,2				2,2				2,2			
Übertragungsnetz	385,9				388,4				397,3				287,7			
Verteilnetz	385,9				388,0				390,9				284,4			
Pumpspeicher	36,0				36,0				36,0				36,0			
Lithium-Ionen Batterie	1,2				1,2				10,5				0,0			
P2G2P	0,0				0,0				0,0				0,0			
Druckluftspeicher	0,0				0,0				0,0				0,0			
Speicherwasserkraft	56,7				56,7				57,6				57,6			
Laufwasserkraft	105,8				105,8				105,8				105,8			
Wind Onshore	241,2				324,0				364,7				411,2			
Wind Offshore	41,1				23,6				130,5				82,3			
Photovoltaik	30,8				62,3				109,4				167,0			

Geringe Restriktionen – Import - Installierte Leistung [GW]

	Geringe Restriktionen Import																															
	2020								2030								2040								2050							
	Erdkabel				Freileitung				Erdkabel				Freileitung				Erdkabel				Freileitung				Erdkabel				Freileitung			
	minCost		maxCost		minCost		maxCost		minCost		maxCost		minCost		maxCost		minCost		maxCost		minCost		maxCost		minCost		maxCost		minCost		maxCost	
	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat
Kernkraftwerke	123,3																															
Steinkohlekraftwerke	52,5																															
Braunkohlekraftwerke	24,2																															
GuD-Kraftwerke	163,5																															
Gasturbinen	32,4																															
Geothermie	15,5																															
Biomasse	16,1																															
CSP Import	0,0																															
CSP Regional	2,2																															
Übertragungsnetz	385,9																															
Verteilnetz	385,9																															
Pumpspeicher	36,0																															
Lithium-Ionen Batterie	1,2																															
P2G2P	0,0																															
Druckluftspeicher	0,0																															
Speicherwasserkraft	56,7																															
Laufwasserkraft	105,8																															
Wind Onshore	241,2																															
Wind Offshore	41,1																															
Photovoltaik	30,8																															

	Hohe Restriktionen Regional																					
	2020								2030				2040				2050					
	Erdkabel				Freileitung				Erdkabel		Freileitung		Erdkabel		Freileitung		Erdkabel		Freileitung			
	minCost	maxCost	minCost	maxCost	minCost	maxCost	minCost	maxCost	minCost	maxCost	minCost	maxCost	minCost	maxCost	minCost	maxCost	minCost	maxCost	minCost	maxCost		
	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	
Kernkraftwerke	137,2				120,1			120,1			100,6			83,5			83,5			83,5		
Steinkohlekraftwerke	52,5				52,5			52,5			23,5			23,5			23,5			23,5		
Braunkohlekraftwerke	24,2				24,2			24,2			13,2			13,2			13,2			13,2		
GuD-Kraftwerke	164,3				160,0			159,1			132,3			128,4			128,3			149,6		
Gasturbinen	32,3				31,1			29,2			33,3			33,4			15,0			15,3		
Geothermie	15,6				15,3			9,4			15,2			16,1			15,3			15,7		
Biomasse	16,1				16,1			16,1			9,5			9,5			9,5			9,5		
CSP Regional	2,2				2,2			2,2			31,2			30,1			29,8			24,1		
Übertragungsnetz	385,9				387,7			280,9			395,8			427,5			427,6			371,6		
Verteilnetz	385,9				387,3			280,9			390,8			392,0			392,0			294,2		
Pumpspeicher	36,0				36,0			36,0			36,0			36,0			36,0			36,0		
Lithium-Ionen Batterie	1,0				1,3			0,0			7,8			5,6			5,3			4,9		
P2G2P	0,0				0,0			0,0			0,0			0,0			0,0			0,0		
Druckluftspeicher	0,0				0,0			0,0			0,0			0,0			0,0			0,1		
Speicherwasserkraft	56,7				56,7			56,7			57,6			57,6			57,6			57,6		
Laufwasserkraft	105,8				105,8			105,8			105,8			105,8			105,8			108,6		
Wind Onshore	193,3				301,8			212,9			369,1			395,2			457,2			457,4		
Wind Offshore	40,3				32,0			7,6			128,6			146,8			108,0			108,1		
Photovoltaik	7,8				39,7			7,8			40,5			41,4			46,0			46,0		

[illegible]

Keine Restriktionen – Regional - Bereitgestellte Energie [TWh]

	Keine Restriktionen Regional															
	2020								2030							
	Erdkabel				Freileitung				Erdkabel				Freileitung			
	minCost	maxCost	minCost	maxCost	minCost	maxCost	minCost	maxCost	minCost	maxCost	minCost	maxCost	minCost	maxCost	minCost	maxCost
	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat
Kernkraftwerke	925,3	925,3	925,3	934,4	927,0	927,0	927,0	936,1	609,4	609,4	609,4	636,5	636,5	602,4	602,4	619,8
Steinkohlekraftwerke	65,2	65,2	65,2	13,2	69,9	69,9	69,9	14,0	26,3	26,3	26,3	3,6	3,6	31,2	31,2	5,2
Braunkohlekraftwerke	77,4	77,4	77,4	5,3	89,0	89,0	89,0	6,2	25,5	25,5	25,5	1,7	1,7	31,8	31,8	2,7
GuD-Kraftwerke	480,9	480,9	480,9	792,9	440,3	440,3	440,3	787,3	296,2	296,2	413,8	413,8	409,0	270,3	409,0	2,7
Gasturbinen	2,2	2,2	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	1,0	8,5	8,5	3,0	3,0	2,4	7,6	2,4	2,4
Geothermie	119,5	119,5	73,3	73,3	119,5	119,5	62,9	62,9	119,5	119,5	119,5	119,5	119,5	119,5	119,5	119,5
Biomasse	104,3	104,3	62,5	62,5	102,5	102,5	59,4	59,4	51,7	51,7	63,3	63,3	61,7	51,4	61,7	61,7
CSP Regional	8,4	8,4	7,3	7,3	8,4	8,4	7,3	7,3	98,6	98,6	109,8	109,8	85,7	286,3	366,8	366,8
Pumpspeicher	11,8	11,8	10,9	10,9	10,6	10,6	10,0	10,0	21,3	21,3	17,2	17,2	16,9	26,8	24,9	24,9
Lithium-Ionen Batterie	0,8	0,8	0,0	0,0	0,7	0,7	0,0	0,0	15,2	15,2	2,7	2,7	3,4	35,7	33,1	33,1
P2G2P	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Druckluftspeicher	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Speicherwasserkraft	160,2	160,2	158,9	158,9	160,0	160,0	158,8	158,8	168,8	168,8	167,1	167,1	167,4	172,3	174,5	174,5
Laufwasserkraft	338,6	338,6	338,7	338,7	338,6	338,6	338,7	338,7	338,7	338,7	353,1	353,1	338,7	336,9	352,0	352,0
Wind Onshore	661,4	661,4	672,7	672,7	724,6	724,6	686,2	686,2	773,4	773,4	841,0	841,0	820,5	874,6	991,2	991,2
Wind Offshore	117,6	117,6	26,5	26,5	97,3	97,3	30,3	30,3	433,5	433,5	327,9	327,9	427,4	855,6	714,6	714,6
Photovoltaik	96,0	96,0	66,4	66,4	80,1	80,1	65,3	65,3	293,0	293,0	196,2	196,2	181,8	429,3	314,8	314,8

Keine Restriktionen – Import - Bereitgestellte Energie [TWh]

	Keine Restriktionen Import															
	2020								2030							
	Erdkabel				Freileitung				Erdkabel				Freileitung			
	minCost	maxCost	minCost	maxCost	minCost	maxCost	minCost	maxCost	minCost	maxCost	minCost	maxCost	minCost	maxCost	minCost	maxCost
	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat
Kernkraftwerke	925,3	925,3	925,3	934,4	927,0	927,0	936,1	936,1	609,5	609,5	609,5	636,5	636,6	602,5	602,5	619,8
Steinkohlekraftwerke	65,2	65,2	13,2	13,2	69,9	69,9	14,0	14,0	26,3	26,3	3,6	3,6	31,1	31,2	5,2	5,2
Braunkohlekraftwerke	77,4	77,4	5,3	5,3	89,0	89,0	6,2	6,2	25,5	25,5	1,7	1,7	31,8	31,8	2,7	2,7
GuD-Kraftwerke	480,8	480,8	792,9	792,9	440,3	440,3	787,3	787,3	296,0	296,0	413,7	413,8	174,2	174,5	207,3	207,3
Gasturbinen	2,2	2,2	1,0	1,0	0,9	0,9	1,0	1,0	8,6	8,6	3,0	3,0	33,8	33,8	11,5	11,5
Geothermie	124,5	124,5	73,3	73,3	119,5	119,5	62,9	62,9	124,5	124,5	124,5	124,5	124,5	124,5	124,5	124,5
Biomasse	124,9	124,9	74,8	74,8	102,5	102,5	59,4	59,4	64,6	64,6	79,2	79,2	145,8	145,7	39,5	39,6
CSP Import	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	29,7	29,5	193,8
CSP Regional	8,4	8,4	7,3	7,3	8,4	8,4	7,3	7,3	98,6	98,6	109,8	109,8	274,3	274,4	299,5	299,5
Pumpspeicher	11,8	11,8	10,9	10,9	10,6	10,6	10,0	10,0	21,3	21,3	17,2	17,2	26,8	26,8	22,9	22,9
Lithium-Ionen Batterie	0,8	0,8	0,0	0,0	0,7	0,7	0,0	0,0	15,3	15,3	2,7	2,6	3,4	3,5	12,7	12,7
P2G2P	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Druckluftspeicher	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
Speicherwasserkraft	160,6	160,6	159,4	159,4	160,0	160,0	158,8	158,8	169,2	169,2	167,5	167,6	172,9	172,9	175,4	175,4
Laufwasserkraft	338,6	338,6	338,7	338,7	338,6	338,6	338,7	338,7	338,7	338,7	353,1	353,1	336,8	336,8	351,2	351,2
Wind Onshore	823,4	823,4	828,9	828,9	724,6	724,6	686,2	686,2	940,9	940,9	1001,5	1001,6	1038,3	1038,2	1149,3	1149,4
Wind Offshore	117,6	117,6	26,5	26,5	97,3	97,3	30,3	30,3	433,5	433,5	327,9	327,8	427,4	427,4	688,9	688,8
Photovoltaik	96,0	96,0	66,4	66,4	80,1	80,1	65,3	65,3	293,1	293,1	196,2	196,1	279,5	279,5	296,5	296,5

Geringe Restriktionen – Import - Bereitgestellte Energie [TWh]

	Geringe Restriktionen Import															
	2020								2030							
	Erdkabel				Freileitung				Erdkabel				Freileitung			
	minCost	maxCost	minCost	maxCost	minCost	maxCost	minCost	maxCost	minCost	maxCost	minCost	maxCost	minCost	maxCost	minCost	maxCost
	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat
Kernkraftwerke	951,8	925,3	932,4	934,4	927,0	927,0	936,1	936,1	634,2	609,5	669,1	641,2	604,8	602,3	618,6	619,8
Steinkohlekraftwerke	42,8	65,2	6,5	13,2	69,9	69,9	14,0	14,0	17,1	23,8	3,1	3,5	23,0	29,3	5,0	5,2
Braunkohlekraftwerke	45,2	77,4	2,1	5,3	89,0	89,0	6,2	6,2	18,0	22,8	1,3	1,6	22,6	29,7	2,4	2,7
GuD-Kraftwerke	612,5	480,8	814,9	792,9	440,3	440,3	787,3	787,3	333,5	309,9	411,1	413,4	314,8	280,5	411,1	409,0
Gasturbinen	4,2	2,2	2,5	1,0	0,9	0,9	1,0	1,0	7,3	8,1	1,9	3,1	6,2	7,5	2,2	2,4
Geothermie	119,5	119,5	86,5	73,3	119,5	119,5	62,9	62,9	119,5	119,5	119,5	119,5	119,5	119,5	119,5	119,5
Biomasse	111,4	104,3	111,1	62,5	102,5	102,5	59,4	59,4	53,9	52,4	63,2	63,4	55,6	53,3	61,8	61,7
CSP Import	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CSP Regional	8,8	8,4	8,0	7,3	8,4	8,4	7,3	7,3	127,3	104,5	120,8	111,7	121,9	105,4	101,3	85,7
Pumpspeicher	12,3	11,8	11,7	10,9	10,6	10,6	10,0	10,0	19,6	20,5	18,3	17,3	18,7	18,8	17,3	16,9
Lithium-Ionen Batterie	0,6	0,8	0,0	0,0	0,7	0,7	0,0	0,0	6,0	11,5	2,1	2,6	4,3	10,8	1,7	3,4
P2G2P	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Druckluftspeicher	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Speicherwasserkraft	160,4	160,2	158,9	158,9	160,0	160,0	158,8	158,8	169,0	168,6	167,4	167,1	169,7	169,4	167,8	167,4
Laufwasserkraft	338,6	338,6	353,2	338,7	338,6	338,6	338,7	338,7	338,7	338,7	353,2	353,1	338,7	338,7	338,7	338,7
Wind Onshore	554,3	661,4	626,2	672,7	724,6	724,6	686,2	686,2	795,5	778,7	840,9	839,7	790,2	757,2	857,8	820,5
Wind Offshore	167,7	117,6	41,7	26,5	97,3	97,3	30,3	30,3	495,5	458,3	352,9	325,8	553,0	518,3	440,0	427,4
Photovoltaik	38,9	96,0	8,7	66,4	80,1	80,1	65,3	65,3	132,7	247,3	131,9	193,2	126,0	234,4	116,0	181,8
	171,1	317,9	145,3	226,4	154,6	286,9	123,6	223,8	887,1	882,2	555,7	535,0	854,9	841,1	672,8	677,0
	836,7	835,5	1043,4	1017,0	779,8	663,3	1411,8	1342,9	836,7	835,5	968,8	960,7	836,7	835,5	1043,4	1017,0
	337,4	337,3	351,1	350,9	336,9	336,8	393,8	394,7	337,4	337,3	351,1	351,2	337,4	337,3	351,1	350,9
	174,0	173,5	175,3	175,2	173,8	173,3	167,3	166,3	174,0	173,5	175,3	175,2	173,8	173,3	167,3	166,3
	90,2	89,5	85,9	85,8	-	-	-	-	90,2	89,5	85,9	85,8	-	-	-	-
	7,0	6,8	1,2	1,2	-	-	-	-	7,0	6,8	1,2	1,2	-	-	-	-
	2,7	2,7	0,4	0,4	-	-	-	-	2,7	2,7	0,4	0,4	-	-	-	-
	178,3	177,1	221,5	218,5	178,3	177,1	221,5	218,5	178,3	177,1	221,5	218,5	178,3	177,1	221,5	218,5
	30,1	31,5	11,3	14,4	-	-	-	-	30,1	31,5	11,3	14,4	-	-	-	-
	119,5	119,5	119,5	119,5	119,5	119,5	119,5	119,5	119,5	119,5	119,5	119,5	119,5	119,5	119,5	119,5
	386,8	379,5	454,2	454,2	386,8	379,5	454,2	454,2	386,8	379,5	454,2	454,2	386,8	379,5	454,2	454,2
	63,0	73,0	0,0	13,1	63,0	73,0	0,0	13,1	63,0	73,0	0,0	13,1	63,0	73,0	0,0	13,1
	414,1	340,5	506,6	453,0	414,1	340,5	506,6	453,0	414,1	340,5	506,6	453,0	414,1	340,5	506,6	453,0
	25,2	25,4	0,0	0,0	25,2	25,4	0,0	0,0	25,2	25,4	0,0	0,0	25,2	25,4	0,0	0,0
	355,7	293,9	331,0	311,8	355,7	293,9	331,0	311,8	355,7	293,9	331,0	311,8	355,7	293,9	331,0	311,8
	25,8	26,0	27,1	26,0	25,8	26,0	27,1	26,0	25,8	26,0	27,1	26,0	25,8	26,0	27,1	26,0
	21,4	21,6	18,6	18,7	21,4	21,6	18,6	18,7	21,4	21,6	18,6	18,7	21,4	21,6	18,6	18,7
	7,5	18,6	5,1	8,2	7,5	18,6	5,1	8,2	7,5	18,6	5,1	8,2	7,5	18,6	5,1	8,2
	14,8	23,4	10,1	10,7	14,8	23,4	10,1	10,7	14,8	23,4	10,1	10,7	14,8	23,4	10,1	10,7
	23,8	22,6	21,9	25,0	23,8	22,6	21,9	25,0	23,8	22,6	21,9	25,0	23,8	22,6	21,9	25,0
	46,3	46,8	99,3	99,6	46,3	46,8	99,3	99,6	46,3	46,8	99,3	99,6	46,3	46,8	99,3	99,6
	15,8	17,3	13,7	13,3	15,8	17,3	13,7	13,3	15,8	17,3	13,7	13,3	15,8	17,3	13,7	13,3
	174,8	173,7	168,0	167,7	174,8	173,7	168,0	167,7	174,8	173,7	168,0	167,7	174,8	173,7	168,0	167,7
	337,7	337,9	350,0	349,3	337,7	337,9	350,0	349,3	337,7	337,9	350,0	349,3	337,7	337,9	350,0	349,3
	655,5	658,6	1126,3	1097,9	655,5	658,6	1126,3	1097,9	655,5	658,6	1126,3	1097,9	655,5	658,6	1126,3	1097,9
	1241,4	1225,9	984,4	985,5	1241,4	1225,9	984,4	985,5	1241,4	1225,9	984,4	985,5	1241,4	1225,9	984,4	985,5

Hohe Restriktionen – Regional - Bereitgestellte Energie [TWh]

	Hohe Restriktionen Regional																															
	2020								2030								2040								2050							
	Erdkabel				Freileitung				Erdkabel				Freileitung				Erdkabel				Freileitung				Erdkabel				Freileitung			
	minCost		maxCost		minCost		maxCost		minCost		maxCost		minCost		maxCost		minCost		maxCost		minCost		maxCost		minCost		maxCost		minCost		maxCost	
	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat		
Kernkraftwerke																																
Steinkohlekraftwerke																																
Braunkohlekraftwerke																																
GuD-Kraftwerke																																
Gasturbinen																																
Geothermie																																
Biomasse																																
CSP Regional																																
Pumpspeicher																																
Lithium-Ionen Batterie																																
P2G2P																																
Druckluftspeicher																																
Speicherwasserkraft																																
Laufwasserkraft																																
Wind Onshore																																
Wind Offshore																																
Photovoltaik																																

Hohe Restriktionen – Import - Bereitgestellte Energie [TWh]

	Hohe Restriktionen Import															
	2020								2030							
	Erdkabel				Freileitung				Erdkabel				Freileitung			
	minCost	maxCost	minMat	maxMat	minCost	maxCost	minMat	maxMat	minCost	maxCost	minMat	maxMat	minCost	maxCost	minMat	maxMat
	minCost	maxCost	minMat	maxMat	minCost	maxCost	minMat	maxMat	minCost	maxCost	minMat	maxMat	minCost	maxCost	minMat	maxMat
Kernkraftwerke	1062,2	924,4	1021,8	934,1	929,5	926,9	936,4	936,2	738,6	612,9	895,2	881,6	603,7	603,8	616,0	616,0
Steinkohlekraftwerke	36,4	61,9	5,1	12,6	59,9	67,8	12,7	13,6	15,1	13,4	3,6	3,4	16,0	16,0	4,6	4,7
Braunkohlekraftwerke	30,4	71,8	1,3	5,0	67,9	84,9	5,1	5,9	14,0	8,4	1,2	1,3	17,7	17,6	2,2	2,3
GuD-Kraftwerke	648,0	504,8	804,3	795,3	520,6	457,0	792,8	788,5	331,3	371,7	367,5	368,9	343,0	342,9	411,3	411,3
Gasturbinen	4,2	2,1	2,6	1,1	2,1	0,8	1,1	1,0	5,5	7,4	2,0	3,5	28,5	29,8	6,7	7,4
Geothermie	119,5	119,5	119,5	73,8	119,5	119,5	73,3	73,3	119,5	119,5	119,5	119,5	119,5	119,5	119,5	119,5
Biomasse	112,4	105,8	114,3	76,3	110,0	103,8	65,4	60,4	52,4	55,4	62,1	62,3	269,7	300,7	214,1	212,3
CSP Import	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0
CSP Regional	8,9	8,5	8,2	7,4	8,6	8,5	7,4	7,3	115,3	104,7	122,6	104,7	102,8	227,9	247,2	230,3
Pumpspeicher	14,0	10,6	12,4	10,5	9,0	9,7	9,7	9,7	20,9	22,1	21,1	21,6	19,7	31,6	35,7	36,2
Lithium-Ionen Batterie	0,7	0,8	0,0	0,0	0,5	0,7	0,0	0,0	4,7	5,7	2,0	1,7	4,5	8,0	2,1	1,7
P2G2P	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Druckluftspeicher	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
Speicherwasserkraft	160,2	160,3	158,7	158,9	160,0	160,1	158,8	158,8	169,6	168,7	167,8	167,8	170,0	170,5	173,3	173,0
Laufwasserkraft	338,6	338,6	353,2	338,7	338,6	338,7	338,7	338,7	338,7	338,7	353,2	353,2	338,7	338,1	352,5	352,7
Wind Onshore	461,3	677,6	493,2	672,5	674,2	735,5	682,1	688,5	807,8	907,7	845,4	860,9	839,0	960,7	972,3	978,6
Wind Offshore	164,5	131,6	60,0	26,6	126,7	104,2	30,4	30,3	486,8	483,1	246,8	256,5	585,5	987,2	502,9	502,6
Photovoltaik	8,7	50,4	8,7	50,7	38,3	50,4	49,0	50,8	47,8	50,5	46,7	50,9	50,2	51,6	57,8	57,9
	1153,0	1155,5	1011,9	1012,2	1153,0	1155,5	1011,9	1012,2	899,5	960,7	972,3	978,6	972,2	971,0	1159,5	1158,7
	1714,4	1745,3	1612,8	1652,2	1714,4	1745,3	1612,8	1652,2	712,2	626,6	650,5	508,3	712,2	626,6	650,5	508,3
	337,6	336,7	462,5	491,5	337,6	336,7	462,5	491,5	337,6	336,7	462,5	491,5	337,6	336,7	462,5	491,5
	176,8	177,1	177,2	177,2	176,8	177,1	177,2	177,2	176,8	177,1	177,2	177,2	176,8	177,1	177,2	177,2
	338,6	338,6	349,7	349,6	338,6	338,6	349,7	349,6	338,6	338,6	349,7	349,6	338,6	338,6	349,7	349,6
	926,2	915,3	1169,2	1170,6	926,2	915,3	1169,2	1170,6	926,2	915,3	1169,2	1170,6	926,2	915,3	1169,2	1170,6
	1554,9	1540,1	1363,2	1358,7	1554,9	1540,1	1363,2	1358,7	1554,9	1540,1	1363,2	1358,7	1554,9	1540,1	1363,2	1358,7
	926,2	915,3	1169,2	1170,6	926,2	915,3	1169,2	1170,6	926,2	915,3	1169,2	1170,6	926,2	915,3	1169,2	1170,6
	1554,9	1540,1	1363,2	1358,7	1554,9	1540,1	1363,2	1358,7	1554,9	1540,1	1363,2	1358,7	1554,9	1540,1	1363,2	1358,7
	926,2	915,3	1169,2	1170,6	926,2	915,3	1169,2	1170,6	926,2	915,3	1169,2	1170,6	926,2	915,3	1169,2	1170,6
	1554,9	1540,1	1363,2	1358,7	1554,9	1540,1	1363,2	1358,7	1554,9	1540,1	1363,2	1358,7	1554,9	1540,1	1363,2	1358,7

Keine Restriktionen – Regional – Materialbestand [t]

	Keine Restriktionen Regional															
	2020								2030							
	Erdkabel				Freileitung				Erdkabel				Freileitung			
	minCost	maxCost	minCost	maxCost	minCost	maxCost	minCost	maxCost	minCost	maxCost	minCost	maxCost	minCost	maxCost	minCost	maxCost
	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat
Aluminium	5,71E+06	5,71E+06	3,31E+06	4,13E+06	2,56E+06	5,21E+06	3,24E+06	4,42E+06	2,87E+06	1,67E+07	1,63E+07	9,30E+06	1,14E+07	7,01E+06	2,56E+07	1,44E+07
Beton	1,48E+09	1,38E+09	1,48E+09	1,38E+09	1,38E+09	1,51E+09	1,40E+09	1,50E+09	1,39E+09	1,41E+09	1,41E+09	1,41E+09	1,45E+09	1,45E+09	1,50E+09	1,50E+09
Glas	8,25E+06	7,36E+06	6,58E+06	5,72E+06	7,63E+06	6,67E+06	6,60E+06	5,71E+06	2,63E+07	2,63E+07	2,50E+07	2,50E+07	1,88E+07	1,88E+07	5,08E+07	5,08E+07
Stahl	1,13E+08	1,02E+08	1,04E+08	9,87E+07	1,15E+08	1,05E+08	1,05E+08	9,94E+07	1,31E+08	1,30E+08	1,29E+08	1,29E+08	1,34E+08	1,34E+08	1,90E+08	1,90E+08
Zink	1,08E+03	9,01E+02	8,01E+02	6,82E+02	2,03E+03	1,89E+03	9,74E+03	9,63E+03	3,43E+03	2,83E+03	1,24E+04	5,70E+04	5,72E+04	5,28E+03	4,38E+03	3,83E+03
Kunststoff	6,37E+06	4,74E+06	5,90E+06	4,35E+06	6,46E+06	4,72E+06	5,88E+06	4,29E+06	9,07E+06	8,68E+06	8,14E+06	7,89E+06	7,33E+06	1,33E+07	1,27E+07	1,24E+07
Kupfer	4,25E+06	3,09E+06	4,08E+06	3,07E+06	3,34E+06	2,17E+06	3,11E+06	2,07E+06	5,22E+06	4,41E+06	5,29E+06	4,77E+06	2,79E+06	7,23E+06	6,02E+06	8,48E+06
Silber	3,02E+03	3,02E+03	2,07E+03	2,07E+03	2,48E+03	2,48E+03	2,03E+03	2,03E+03	1,08E+04	1,08E+04	7,36E+03	7,36E+03	6,59E+03	1,75E+04	1,75E+04	1,39E+04
Silizium	5,28E+05	5,28E+05	3,59E+05	3,59E+05	4,31E+05	4,31E+05	3,53E+05	3,53E+05	1,80E+06	1,80E+06	1,18E+06	1,18E+06	1,07E+06	2,73E+06	2,73E+06	2,02E+06
Keramik	8,69E+03	8,69E+03	7,27E+03	7,27E+03	8,71E+03	8,71E+03	7,24E+03	7,24E+03	1,07E+05	1,07E+05	1,16E+05	1,16E+05	9,06E+04	3,24E+05	3,83E+05	3,92E+05
Graphit	5,30E+03	5,30E+03	2,47E+03	2,47E+03	5,11E+03	5,11E+03	2,12E+03	2,12E+03	1,09E+05	1,09E+05	1,93E+04	1,93E+04	2,53E+04	2,58E+05	2,58E+05	1,18E+05
Platin	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Blei	1,46E+06	1,23E+06	1,22E+06	1,16E+06	5,55E+05	3,66E+05	3,27E+05	2,66E+05	2,98E+06	2,07E+06	3,12E+06	2,40E+06	5,60E+06	3,53E+06	6,35E+06	4,80E+06
CSP Speichersalz	1,59E+06	1,59E+06	1,59E+06	1,59E+06	1,59E+06	1,59E+06	1,59E+06	1,59E+06	1,98E+07	1,98E+07	1,88E+07	1,88E+07	1,83E+07	5,78E+07	7,47E+07	7,47E+07
	6,60E+07	6,60E+07	7,81E+07	7,81E+07	8,47E+07	8,46E+07	1,48E+08	1,48E+08	6,60E+07	6,60E+07	7,81E+07	7,81E+07	6,60E+07	6,60E+07	7,81E+07	7,81E+07
	8,03E+01	8,03E+01	1,10E+02	1,10E+02	8,03E+01	8,03E+01	8,03E+01	8,03E+01	8,03E+01	8,03E+01	8,03E+01	8,03E+01	8,03E+01	8,03E+01	8,03E+01	8,03E+01
	8,92E+01	8,92E+01	1,17E+02	1,17E+02	8,92E+01	8,92E+01	8,92E+01	8,92E+01	8,92E+01	8,92E+01	8,92E+01	8,92E+01	8,92E+01	8,92E+01	8,92E+01	8,92E+01
	8,72E+07	8,72E+07	1,30E+08	1,30E+08	8,72E+07	8,72E+07	1,30E+08	1,30E+08	8,72E+07	8,72E+07	1,30E+08	1,30E+08	8,72E+07	8,72E+07	1,30E+08	1,30E+08
	2,78E+07	1,65E+07	2,54E+07	1,68E+07	1,53E+09	1,53E+09	1,84E+09	1,84E+09	1,53E+09	1,53E+09	1,84E+09	1,84E+09	1,53E+09	1,53E+09	1,84E+09	1,84E+09

Keine Restriktionen – Import – Materialbestand [t]

	Keine Restriktionen Import															
	2020								2030							
	Erdkabel				Freileitung				Erdkabel				Freileitung			
	minCost	maxCost	minMat	maxMat	minCost	maxCost	minMat	maxMat	minCost	maxCost	minMat	maxMat	minCost	maxCost	minMat	maxMat
Aluminium	5,71E+06	5,71E+06	5,71E+06	5,71E+06	5,21E+06	5,21E+06	5,21E+06	5,21E+06	1,67E+07	1,67E+07	1,67E+07	1,67E+07	2,55E+07	2,55E+07	2,55E+07	2,55E+07
Beton	1,48E+09	1,48E+09	1,48E+09	1,48E+09	1,51E+09	1,51E+09	1,51E+09	1,51E+09	1,41E+09	1,41E+09	1,41E+09	1,41E+09	1,50E+09	1,50E+09	1,50E+09	1,50E+09
Glas	8,25E+06	8,25E+06	8,25E+06	8,25E+06	7,63E+06	7,63E+06	7,63E+06	7,63E+06	2,63E+07	2,63E+07	2,63E+07	2,63E+07	5,21E+07	5,21E+07	5,21E+07	5,21E+07
Stahl	1,13E+08	1,13E+08	1,13E+08	1,13E+08	1,15E+08	1,15E+08	1,15E+08	1,15E+08	1,31E+08	1,31E+08	1,31E+08	1,31E+08	1,94E+08	1,94E+08	1,94E+08	1,94E+08
Zink	1,08E+03	1,08E+03	1,08E+03	1,08E+03	2,03E+03	2,03E+03	2,03E+03	2,03E+03	3,50E+03	3,50E+03	3,50E+03	3,50E+03	5,27E+03	5,27E+03	5,27E+03	5,27E+03
Kunststoff	6,37E+06	6,37E+06	6,37E+06	6,37E+06	6,46E+06	6,46E+06	6,46E+06	6,46E+06	9,07E+06	9,07E+06	9,07E+06	9,07E+06	1,33E+07	1,33E+07	1,33E+07	1,33E+07
Kupfer	4,25E+06	4,25E+06	4,25E+06	4,25E+06	3,34E+06	3,34E+06	3,34E+06	3,34E+06	5,22E+06	5,22E+06	5,22E+06	5,22E+06	7,29E+06	7,29E+06	7,29E+06	7,29E+06
Silber	3,02E+03	3,02E+03	3,02E+03	3,02E+03	2,48E+03	2,48E+03	2,48E+03	2,48E+03	1,08E+04	1,08E+04	1,08E+04	1,08E+04	1,76E+04	1,76E+04	1,76E+04	1,76E+04
Silizium	5,28E+05	5,28E+05	5,28E+05	5,28E+05	4,31E+05	4,31E+05	4,31E+05	4,31E+05	1,80E+06	1,80E+06	1,80E+06	1,80E+06	2,73E+06	2,73E+06	2,73E+06	2,73E+06
Keramik	8,69E+03	8,69E+03	8,69E+03	8,69E+03	8,71E+03	8,71E+03	8,71E+03	8,71E+03	1,10E+05	1,10E+05	1,10E+05	1,10E+05	3,62E+05	3,62E+05	3,62E+05	3,62E+05
Graphit	5,29E+03	5,29E+03	5,29E+03	5,29E+03	5,11E+03	5,11E+03	5,11E+03	5,11E+03	1,09E+05	1,09E+05	1,09E+05	1,09E+05	2,57E+05	2,57E+05	2,57E+05	2,57E+05
Platin	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Blei	1,46E+06	1,46E+06	1,46E+06	1,46E+06	5,55E+05	5,55E+05	5,55E+05	5,55E+05	2,98E+06	2,98E+06	2,98E+06	2,98E+06	5,62E+06	5,62E+06	5,62E+06	5,62E+06
CSP Speichersalz	1,59E+06	1,59E+06	1,59E+06	1,59E+06	1,59E+06	1,59E+06	1,59E+06	1,59E+06	1,88E+07	1,88E+07	1,88E+07	1,88E+07	6,11E+07	6,11E+07	6,11E+07	6,11E+07

Geringe Restriktionen – Regional – Materialbestand [t]

	Geringe Restriktionen Regional															
	2020								2030							
	Erdkabel				Freileitung				Erdkabel				Freileitung			
	minCost	maxCost	minCost	maxCost	minCost	maxCost	minCost	maxCost	minCost	maxCost	minCost	maxCost	minCost	maxCost	minCost	maxCost
	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat
Aluminium	1,59E+06	3,02E+06	1,59E+06	3,31E+06	1,59E+06	1,54E+06	1,59E+06	2,56E+06	1,59E+06	5,21E+06	1,59E+06	3,24E+06	1,59E+06	4,42E+06	1,59E+06	2,87E+06
Beton	1,43E+09	1,43E+09	1,38E+09	1,48E+09	1,38E+09	1,38E+09	1,51E+09	1,40E+09	1,43E+09	1,43E+09	1,43E+09	1,40E+09	1,43E+09	1,43E+09	1,43E+09	1,43E+09
Glas	5,03E+06	7,36E+06	3,68E+06	5,72E+06	7,63E+06	6,67E+06	1,05E+08	6,60E+06	1,91E+07	1,82E+07	2,31E+07	1,42E+09	1,42E+07	1,42E+07	1,42E+07	1,42E+07
Stahl	1,10E+08	1,02E+08	1,03E+08	9,87E+07	1,15E+08	1,05E+08	1,05E+08	9,94E+07	1,38E+08	1,32E+08	1,40E+08	1,40E+08	1,37E+08	1,37E+08	1,37E+08	1,37E+08
Zink	4,07E+02	9,01E+02	1,89E+02	6,82E+02	2,03E+03	1,89E+03	9,75E+03	9,63E+03	1,49E+03	2,41E+03	1,56E+03	1,98E+03	1,31E+04	1,31E+04	1,31E+04	1,31E+04
Kunststoff	4,89E+06	4,74E+06	4,83E+06	4,35E+06	6,46E+06	4,72E+06	5,88E+06	4,29E+06	6,87E+06	8,09E+06	7,19E+06	7,83E+06	6,59E+06	7,63E+06	6,89E+06	7,33E+06
Kupfer	3,50E+06	3,09E+06	3,50E+06	3,07E+06	3,34E+06	2,17E+06	3,11E+06	2,07E+06	4,17E+06	4,24E+06	4,70E+06	4,70E+06	2,83E+06	2,91E+06	2,88E+06	2,79E+06
Silber	1,26E+03	3,02E+03	3,55E+02	2,07E+03	2,48E+03	2,48E+03	2,03E+03	2,03E+03	5,16E+03	9,11E+03	5,08E+03	7,27E+03	4,83E+03	8,58E+03	4,39E+03	6,61E+03
Silizium	2,14E+05	5,28E+05	5,39E+04	3,59E+05	4,31E+05	4,31E+05	3,53E+05	3,53E+05	7,58E+05	1,49E+06	7,57E+05	1,16E+06	7,07E+05	1,39E+06	6,57E+05	1,07E+06
Keramik	9,25E+03	8,69E+03	8,04E+03	7,27E+03	8,71E+03	8,71E+03	7,24E+03	7,24E+03	1,45E+05	1,13E+05	1,28E+05	1,18E+05	1,31E+05	1,14E+05	1,17E+05	9,46E+04
Graphit	3,76E+03	5,29E+03	6,25E+02	3,22E+03	5,11E+03	5,11E+03	2,88E+03	2,18E+03	3,90E+04	7,95E+04	1,53E+04	1,91E+04	2,80E+04	8,02E+04	1,23E+04	2,56E+04
Platin	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Blei	1,46E+06	1,23E+06	1,12E+06	1,16E+06	5,55E+05	3,66E+05	3,27E+05	2,66E+05	3,27E+06	2,13E+06	3,09E+06	2,41E+06	2,31E+06	1,11E+06	1,81E+06	9,27E+05
CSP Speichersalz	1,59E+07	6,12E+07	6,31E+07	6,01E+07	8,04E+07	7,13E+07	9,74E+07	8,60E+07	1,33E+08	1,06E+08	1,52E+08	1,71E+08	1,07E+08	9,43E+07	1,54E+08	1,43E+08

Geringe Restriktionen
Import

[illegible]

	Hohe Restriktionen													
	Regional													
	2020				2030									
	Erdkabel		Freileitung		Erdkabel		Freileitung							
	minCost	maxCost	minCost	maxCost	minCost	maxCost	minCost	maxCost						
	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat	maxMat	minMat						
Aluminium	1,59E+06	1,35E+06	0,00E-00	3,56E+03	9,41E+03	5,40E+04	3,64E+02	3,00E+06	3,74E+06	1,03E+02	1,03E+08	3,15E+06	1,39E+09	1,53E+06
Beton	1,59E+06	1,28E+06	0,00E-00	5,21E+03	8,85E+03	2,74E+05	1,60E+03	2,99E+06	4,31E+06	5,01E+02	1,03E+08	5,15E+06	1,38E+09	2,25E+06
Glas	1,59E+06	1,00E+06	0,00E-00	4,14E-03	8,27E+03	5,40E+04	3,57E+02	3,00E+06	3,82E+06	1,03E+02	9,74E+07	3,12E+06	1,42E+09	1,38E+06
Stahl	1,59E+06	1,15E+06	0,00E-00	1,57E-01	7,35E+03	2,76E+05	1,60E+03	3,00E+06	4,17E+06	5,48E+02	9,86E+07	4,97E+06	1,38E+09	2,20E+06
Zink	1,59E+06	6,48E+05	0,00E-00	3,60E+03	9,04E+03	2,11E+05	1,24E+03	3,00E+06	5,61E+06	1,60E+03	1,14E+08	5,46E+06	1,49E+09	3,33E+06
Kunststoff	1,59E+06	3,79E+05	0,00E-00	5,16E+03	8,77E+03	2,75E+05	1,60E+03	2,09E+06	4,46E+06	1,64E+03	1,06E+08	5,30E+06	1,41E+09	2,59E+06
Kupfer	1,59E+06	3,23E+05	0,00E-00	1,30E-03	7,32E+03	2,67E+05	1,55E+03	3,00E+06	5,64E+06	9,74E+03	1,05E+08	5,80E+06	1,50E+09	3,70E+06
Silber	1,59E+06	2,67E+05	0,00E-00	2,74E-03	7,25E+03	2,76E+05	1,60E+03	2,03E+06	4,14E+06	9,51E+03	9,99E+07	5,03E+06	1,39E+09	2,54E+06
Silizium	1,82E+07	3,20E+06	0,00E-00	3,05E+04	1,23E+05	2,67E+05	2,30E+03	3,60E+06	5,73E+06	5,51E+02	1,35E+08	1,36E+07	1,44E+09	3,88E+06
Keramik	1,83E+07	2,16E+06	0,00E-00	3,38E+04	1,31E+05	2,80E+05	2,30E+03	3,60E+06	6,42E+06	5,10E+02	1,42E+08	1,34E+07	1,47E+09	3,01E+06
Graphit	1,99E+07	2,21E+06	0,00E-00	1,33E+04	1,29E+05	2,60E+05	2,30E+03	3,60E+06	5,78E+06	5,87E+02	1,36E+08	1,40E+07	1,49E+09	3,77E+06
Platin	1,66E+07	1,78E+06	0,00E-00	1,05E+04	1,10E+05	2,82E+05	2,30E+03	3,60E+06	5,90E+06	5,77E+02	1,35E+08	1,30E+07	1,49E+09	2,81E+06
Blei	1,46E+07	2,45E+06	0,00E-00	3,04E+04	1,10E+05	2,84E+05	2,30E+03	2,44E+06	5,93E+06	1,45E+04	1,38E+08	1,30E+07	1,45E+09	4,56E+06
CSP Speichersalz	1,40E+07	1,22E+06	0,00E-00	2,85E+04	1,06E+05	2,87E+05	2,30E+03	2,33E+06	5,96E+06	1,45E+04	1,38E+08	1,29E+07	1,45E+09	3,42E+06
	9,26E+06	1,82E+06	0,00E-00	1,26E+04	7,88E+04	3,19E+05	2,30E+03	2,61E+06	6,53E+06	6,31E+04	1,41E+08	1,16E+07	1,51E+09	5,32E+06
	9,34E+06	9,62E+05	0,00E-00	1,22E+04	9,15E+04	3,19E+05	2,30E+03	2,47E+06	6,47E+06	6,52E+04	1,41E+08	1,16E+07	1,51E+09	4,04E+06
	4,26E+07	5,95E+06	0,00E-00	5,13E+04	2,51E+05	2,07E+05	2,80E+03	4,10E+06	7,64E+06	4,58E+02	1,84E+08	2,30E+07	1,50E+09	4,25E+06
	4,18E+07	3,55E+06	0,00E-00	5,56E+04	2,70E+05	2,21E+05	2,80E+03	4,10E+06	8,00E+06	4,17E+02	1,86E+08	2,26E+07	1,52E+09	3,55E+06
	4,34E+07	3,64E+06	0,00E-00	1,32E+04	2,58E+05	2,00E+05	2,80E+03	4,10E+06	7,26E+06	4,73E+02	1,76E+08	2,32E+07	1,58E+09	3,93E+06
	3,92E+07	2,52E+06	0,00E-00	1,08E+04	2,39E+05	2,22E+05	2,80E+03	4,10E+06	7,30E+06	4,83E+02	1,74E+08	2,21E+07	1,58E+09	3,19E+06
	3,83E+07</													

[illegible]

Erklärung

Hiermit versichere ich, dass ich die Arbeit selbstständig verfasst und keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt habe, alle Ausführungen, die anderen Schriften wörtlich oder sinngemäß entnommen wurden, kenntlich gemacht sind, die Arbeit in gleicher oder ähnlicher Fassung noch nicht Bestandteil einer Studien- oder Prüfungsleistung war, dass die Arbeit weder vollständig noch in Teilen bereits veröffentlicht wurde und das elektronische Exemplar mit den anderen (ausgedruckten) Exemplaren übereinstimmt.

Stuttgart, den 31. März 2016